

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

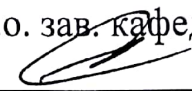
Направление подготовки 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»

Направленность (профиль) образовательной программы:

Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина


«15» 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Модернизация устройств релейной защиты понизительного трансформатора подстанции Сиваки и линии 220кВ Сиваки - Ушумун

Исполнитель

студент группы 442-065


14.06.18
подпись, дата

А.А. Пенькас

Руководитель

профессор, доктор.техн.наук,

доцент

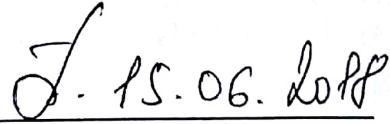

15.06.18
подпись, дата

О.В. Скрипко

Консультант по разделу

безопасность и экологичность

канд. техн. наук, доцент


15.06.18
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

канд. техн. наук, доцент


15.06.18
подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2018

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой энергетики


Н.В. Савина

« 08 » 03 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Пенькив Армаге Алексеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Модернизация устройств релейной защиты и автоматики трансформатора напряжения Сивани и линии (утверждена приказом от _____ № _____) 220кВ Сивани - Ушумуки

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 20 июня 2018 г.


3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе материалы полученные в период прохождения преддипломной практики.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика работы; 2 расчёт тока короткого замыкания; 3 проверка основной электрической аппаратуры; 4 релейная защита; 5 расчёт уставок срабатывания защиты; 6 сетевая автоматика; 7 модернизация; 8 экологичность; 9

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): подробная суммарная схема ПС Сивани 220кВ; вид сверху стелы ОРУ 220кВ.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) А.Б. Буланов.

7. Дата выдачи задания 5.03.18

Руководитель выпускной квалификационной работы: О.В. Скритко доктор технических наук 

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 101 с., 9 рисунков, 40 таблиц, 25 источников, 1 приложение, 51 формула.

НАПРЯЖЕНИЕ, ТОК, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, РЕЛЕ, НАДЕЖНОСТЬ, ЗАЩИТА, ЛИНИЯ, АВТОМАТИКА, ТРАНСФОРМАТОР

В данной выпускной квалификационной работе был разработан вариант модернизации устройств релейной защиты понизительного трансформатора и воздушной линии 220 кв. Произведен расчет токов короткого замыкания. Произведен выбор и проверка основного электрического оборудования на ПС «Сиваки». Выбрана защита силового трансформатора и воздушной линии.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

РЗ – релейная защита

ПС – подстанция

КЗ – короткое замыкание

ВЛ – воздушная линия

РЗиА – релейная защита и автоматика

АВР – автоматический ввод резерва

УРОВ – устройство резервирования отключения выключателя

ОРУ – открытое распределительное устройство

КРУН – комплектное распределительное устройство наружной устновки

ОПН – ограничитель перенапряжения

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

МТЗ – максимальная токовая защита

ТО – токовая отсечка

ШОН – шкаф отбора напряжения

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	4
Введение	7
1 Характеристика района	8
2 Расчет токов короткого замыкания	9
3 Проверка основного электрического оборудования	19
3.1 Проверка выключателей	20
3.2 Проверка разъединителей	23
3.3 Проверка трансформаторов тока	23
3.4 Проверка трансформаторов напряжения	25
3.5 Проверка трансформаторов собственных нужд	28
3.6 Проверка шинных конструкций	29
3.7 Измерения и учет	34
3.8 Проверка ОПН	36
4 Релейная защита	39
4.1 Выбор устройств релейной защиты	39
5 Расчет уставок срабатывания защит	51
5.1 Уставки срабатывания АУВ и АПВ	51
5.2 Уставки срабатывания ДЗ	52
5.3 Уставки срабатывания ТНЗНП и ТО	55
5.4 Уставки срабатывания УРОВ	57
5.5 Уставки срабатывания ДФЗ	58
5.6 Уставки срабатывания ДЗТ	60
6 Сетевая автоматика	61
6.1 Автоматический ввод резерва (АВР)	61
6.2 Автоматическое повторное включение (АПВ)	61
6.3 Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ)	64
7 Молниезащита	67
8 Безопасность и экологичность	71
8.1 Безопасность проекта	71
8.2 Экологичность проекта	73
8.3 Чрезвычайные ситуации	78
Заключение	82
Библиографический список	83
Приложение А (Расчет уставок релейной защиты)	86

ВВЕДЕНИЕ

Устройства релейной защиты являются ключевым звеном современных электроэнергетических систем, так как обеспечивают ликвидацию аварийных ситуаций путем быстрого выявления и отключения поврежденных элементов ЭЭС, а также сигнализируют о ненормальных режимах работы различного оборудования. Нормальное функционирование системы без устройств релейной защиты невозможно.

В связи со строительством газопровода, предназначенного для транспортировки газа Якутского и Иркутского центров газодобычи на

Дальний Восток и в Китай, требуется строительство компрессорной станции «КС-7», которую планируется подключать к ПС «Сиваки».

Для обеспечения надежного и безопасного электроснабжения потребителей необходимо произвести модернизацию устройств релейной защиты автотрансформатора АДЦТН-63000/220/100/6.

Для решения поставленной задачи были просчитаны следующие пункты: охарактеризован район проектирования, проверено основное электрическое оборудование, установленное на ПС «Сиваки», рассчитаны токи короткого замыкания, необходимые для выбора уставок релейной защиты. Описывается тип релейных защит, применяемых на понижающих трансформаторах, их назначение и выполняемые действия. Производится расчет параметров следующих защит понижающих трансформаторов: дифференциальной защиты, максимальной токовой защиты с пуском по напряжению от коротких замыканий, максимальной токовой защиты от перегрузок.

Графическая часть ВКР содержит 6 листов формата А1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

Амурская область является административной единицей Российской Федерации с 2 августа 1948 года. Амурская область граничит с Республикой Саха (Якутия) на севере, с Хабаровским краем на востоке, и с Забайкальским краем на западе. Имеет внешнюю границу с Китаем на юге.

Климат Амурской области резко континентальный с муссонными чертами. ПС «Сиваки» расположена в Магдагачинском районе, который находится на северо-западной части Амурской области. Климатические условия района резко-континентальные с муссонными чертами. Муссонный характер климата выражается преобладанием ветров северо-западных направлений в зимний период и большим количеством осадков в летний сезон. Преобладает западный перенос воздушных масс, развита циклоническая деятельность. Континентальность климата выражается большими годовыми и суточными амплитудами температур воздуха. Среднегодовая норма осадков составляет 450 мм. Глубина промерзания грунтов 3,9 – 4,5 м, оттаивает полностью к началу июля. Сейсмичность района – 7 баллов. Относительная влажность воздуха — 65,2 %

Таблица 1 – Географическо-климатические характеристики.

Критерий	Характеристика
1. Температура	$T_{\text{ср.год}} = 2,2^{\circ}\text{C}$, $T_{\text{min}} = -32^{\circ}\text{C}$, $T_{\text{max}} = 38^{\circ}\text{C}$,
2. Толщина стенки гололёда	II район по толщине стенки гололёда - 5 мм
3. Характеристики грозового сезона	среднегодовая продолжительность гроз – 20-30 часов
5. Ветер	III район по ветровому давлению - 380 Па из средних: $v_{\text{max}}(\text{январь}) = 3,6 \text{ м/с}$, $v_{\text{max}}(\text{июль}) = 3,0 \text{ м/с}$,

2 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Коротким замыканием называется всякое не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в сетях с заземленными нейтральными – также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод). [25]

При возникновении КЗ в электрической системе сопротивление цепи уменьшается, что приводит к увеличению токов в ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. Это в свою очередь, вызывает снижение уровней напряжения в узлах, которое особенно велико вблизи места короткого замыкания.

В режиме короткого замыкания надежная работа аппаратов обеспечивается соответствием выбранных параметров устройств условиям термической и электродинамической стойкости. Следовательно, можно сказать, что расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки электрических аппаратов (выключателей, разъединителей, ошиновки, трансформаторов тока и напряжения), а также для выбора уставок срабатывания релейной защиты и автоматики.

Расчет тока КЗ при выборе и проверке электрических аппаратов не требует высокой точности результатов расчета, поэтому в данном дипломном проекте проведем расчет в приближенном приведении параметров элементов сети к одной ступени напряжения, в относительных единицах.

В трехфазных системах с заземленной нейтралью различают следующие основные виды КЗ в одной точке:

- а) трехфазное K^3 ;
- б) двухфазное K^2 ;
- в) однофазное K^1 ;
- г) двухфазное на землю $K^{1,1}$, т.е. замыкание между двумя фазами с одновременным замыканием той же точки на землю.

При трехфазном КЗ все фазы электрической системы оказываются в одинаковых условиях, поэтому его называют симметричным. При других видах КЗ фазы находятся не в равных условиях, поэтому система токов и напряжений искажены. Такие к.з. называются несимметричными.

Расчёт токов короткого замыкания проводится для выбора и проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики. Наиболее часто проводится расчёт токов только трёхфазного КЗ для выбора оборудования. В редких случаях значение тока однофазного КЗ может превысить значение трёхфазного (при большом количестве заземлённых нейтралей – чем больше заземлённых нейтралей, тем больше параллельных контуров). В данном проекте количество заземлённых нейтралей незначительно и значения токов однофазного КЗ подстанций, входящих в рассматриваемую сеть меньше токов трёхфазного КЗ, в связи с чем расчёт проводим только для трёхфазного КЗ.

Расчет токов короткого замыкания с учетом действительных характеристик и действительного режима работы весьма сложен. Вместе с тем для решения задачи выбора и проверки оборудования можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие:

- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются в течение всего процесса КЗ;

- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и независимыми от тока индуктивные сопротивления короткозамкнутой цепи;

- обычно пренебрегают активным сопротивлением к.з., если отношение X/R более 3. Однако активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной времени затухания апериодической составляющей тока к.з.;

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;

не учитывают емкости проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;

- считают, что трехфазная система является симметричной;
- влияние нагрузки на ток КЗ не учитывают;
- при вычислении ток КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением сети [13].

Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов короткого замыкания (погрешность практических методов расчета не превышает 10 %, что принято считать допустимым).

В качестве исходных данных берем значение токов КЗ на шинах подстанции 220 кВ «Сиваки» и номинальную мощность трансформатора.

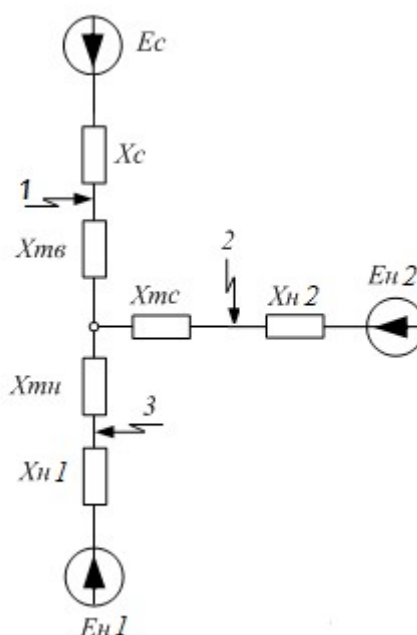


Рисунок 1 – Схема замещения.

Проводим расчет тока КЗ для точки К1.

При расчете токов КЗ принято значение расчетного тока трехфазного короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС «Сиваки» 8,3 кА. Расчет проводится приближенным методом с использованием относительных единиц.

Принимаем базисные условия: [1]:

- 1 базисная мощность $S_б = 100$ (МВА),
- 2 базисное напряжение на стороне 220 (кВ) $U_{б220} = 230$,
- 3 базисное напряжение на стороне 110 (кВ) $U_{б110} = 121$,
- 4 базисное напряжение на стороне 6 (кВ) $U_{б6} = 6,6$.
- 5 ЭДС и сопротивление нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток на стороне высокого и низкого напряжения рассчитываем по соответствующей формуле (кА):

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}$$

(1)

где $I_б$, $U_б$ – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{б220} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,251 \quad (\text{кА})$$

$$I_{б35} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 121} = 0,478 \quad (\text{кА})$$

$$I_{б6} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 8,76 \quad (\text{кА})$$

Определяем индуктивные сопротивления элементов в относительных единицах приведенные к базисным условиям (о.е.) [8]:

Сопротивление энергосистемы определяется по формуле:

$$X_c = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U \cdot S_c}$$

(2)

$$X_c = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 8,3} = 0,03 \quad (\text{о.е.})$$

где S_c – мощность короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС «Сиваки»

Определяем сопротивления обмоток понизительного трансформатора(о.е.):

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} + u_{K\%ВН} - u_{K\%СН}) \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}}$$

(3)

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (35 + 11 - 22) \cdot \frac{100}{63} = 0,190 \quad (\text{о.е.})$$

$$X_{ТН} = 0,005 \cdot (-u_{K\%BC} + u_{K\%ВН} + u_{K\%СН}) \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}}$$

(4)

$$X_{ТН} = 0,005 \cdot (35 + 22 - 11) \cdot \frac{100}{63} = 0,365 \quad (\text{о.е.})$$

$$X_{ТС} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} - u_{K\%ВН} + u_{K\%СН}) \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}}$$

(5)

$$X_{ТС} = 0,005 \cdot (11 + 22 - 35) \cdot \frac{100}{63} = 0 \quad (\text{о.е.})$$

где $u_{K\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора соответствующих обмоток трансформатора (%)

Сопротивление нагрузки (в режиме зимнего максимума) (о.е.):

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_H}$$

(6)

где S_H – мощность нагрузки (МВА)

$$X_{Н1} = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_H} = 0,35 \cdot \frac{100}{21,3} = 1,64 \quad (\text{о.е.})$$

$$X_{H2} = 0,35 \times \frac{S_6}{S_H} = 0,35 \times \frac{100}{16,2} = 2,16 \quad (\text{о.е.})$$

Последовательное преобразование схемы замещения показано на рисунках 2, 3:

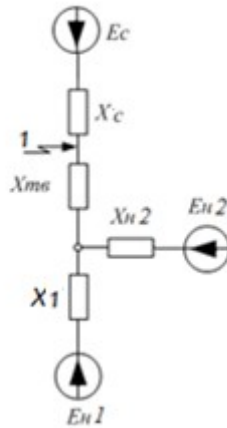


Рисунок 2 – Преобразование схемы замещения

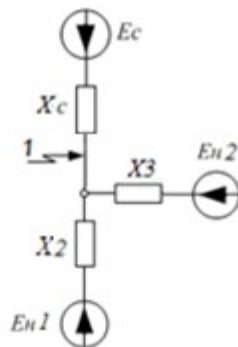


Рисунок 3 – Преобразование схемы замещения

Проводим расчет сопротивлений при данном преобразовании:

$$X_{1\Gamma\text{B}} X_{\Gamma\text{B}} X = 1,64 + 0,365 = 2,005 \quad (\text{о.е.})$$

$$X_2 = X_{1\Gamma\text{B}} X + \frac{X_{\Gamma\text{B}} X}{X_{H2}} = 2,005 + 0,19 + \frac{2,005 + 0,19}{2,16} = 3,211 \quad (\text{о.е.})$$

$$X_3 = X_{H2\Gamma\text{B}} X + \frac{X_{H2\Gamma\text{B}} X}{X_1} = 2,16 + 0,19 + \frac{2,16 + 0,19}{2,005} = 3,52 \quad (\text{о.е.})$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ для каждой ветви определяется по формуле:

$$I_{noi} = \frac{E_i}{X_i} \times I_{6U_i} \quad (\text{кА}) \quad (7)$$

$$I_{noc} = \frac{E_c}{X_c} \times I_{6220} = \frac{1}{0,066} \times 0,251 = 3,803 \quad (\text{кА})$$

$$I_{noH166} = \frac{E_{H1}}{X_2} \times I = \frac{0,85}{3,211} \times 8,76 = 2,319 \quad (\text{кА})$$

$$I_{noH26\Pi0} = \frac{E_{H2}}{X_3} \times I = \frac{0,85}{3,52} \times 0,478 = 0,115 \quad (\text{кА})$$

$$I_{no\Sigma} = 3,803 + 2,319 + 0,115 = 6,237 \quad (\text{кА})$$

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания равно амплитуде периодической составляющей ток КЗ в начальный момент КЗ:

$$I_{ano} = \sqrt{2} \times I_a \quad (8)$$

где I_a – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания (кА)

I_{no} – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

Определяем значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$I_{ano} = \sqrt{2} \times I_{\Sigma} = \sqrt{2} \times 6,237 = 8,82 \quad (\text{кА})$$

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{y0} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{Ta}} \right) \quad (9)$$

Ta – постоянная времени.

Постоянная времени определяется по следующей формуле [1]:

$$Ta = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p}$$

(10)

где X_p – результирующее индуктивное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.);

R_p – результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.);

ω – угловая частота (314 рад/сек).

Результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания определяется аналогично индуктивному сопротивлению.

Определяем постоянную времени для каждой ветви:

$$Ta_c = 0,04 \text{ с (для 220 кВ)}$$

$$Ta_{H1} = 0,02 \text{ с (для 110 кВ)}$$

$$Ta_{H2} = 0,02 \text{ с (для 6 кВ)}$$

Определяем значение ударного тока короткого замыкания каждой ветви:

$$I_{y\partial c} = \sqrt{2} \times 3,803 \left(\times 1 e^{\frac{-0,01}{0,04} \cdot t} \right) = 9,519 \text{ (кА)}$$

$$I_{y\partial H1} = \sqrt{2} \times 2,319 \left(\times 1 e^{\frac{-0,01}{0,02} \cdot t} \right) = 5,272 \text{ (кА)}$$

$$I_{y\partial H2} = \sqrt{2} \times 0,115 \left(\times 1 e^{\frac{-0,01}{0,02} \cdot t} \right) = 0,261 \text{ (кА)}$$

$$I_{y\partial \Sigma} = 9,519 + 5,272 + 0,261 = 15,052 \text{ (кА)}$$

Аналогично проводится расчет токов короткого замыкания для точки 2 и 3 результаты расчета сводятся в таблицу 2:

Таблица 2 – Результаты расчета токов короткого замыкания

	Uном, кВ	$I_{по}^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА	$i_{ат}$, кА
К1	220	6,237	15,052	8,82
К2	110	5,043	11,695	7,132
К3	6	4,862	11,09	6,856

Полученные данные будут использованы в расчетах при проверке основного электротехнического оборудования на ПС Сиваки.

Также необходимо рассчитать подтекающие токи КЗ для участка сети: «Сиваки – Ушумун» для того, чтобы рассчитать уставки срабатывания защит, а также проверить их чувствительность. Расчетная схема замещения участка сети представлена на рисунке 4:

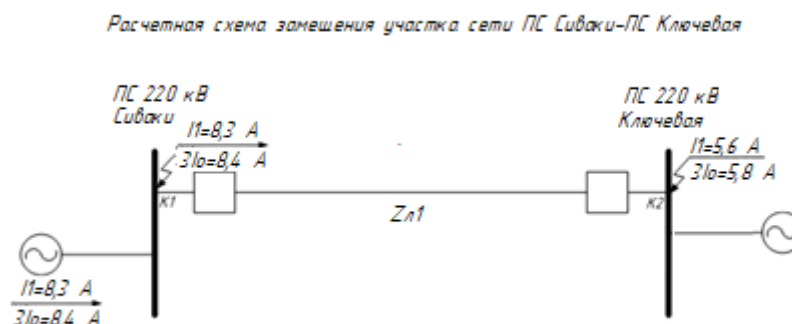


Рисунок 4 – Схема замещения участка сети

В качестве исходных данных мы используем значения суммарного трёхфазного и однофазного тока короткого замыкания на шинах ПС Сиваки, также нам необходимо знать сопротивление линий данного участка сети. Все необходимые исходные данные для расчета токов КЗ занесены в таблицу 2:

Таблица 3 – Исходные данные для расчета токов КЗ

ПС	U _{ном} , кВ	$I_{КЗ}^{(3)}$, кА	$3I_0$, кА
Сиваки	220	8,3	8,4
Ключевая	220	5,6	5,8

Для участка «Сиваки» – «Ключевая» со стороны ПС Сиваки.

Для того, чтобы рассчитать подтекающие токи, нам необходимо знать сопротивление линии, а также эквивалентное сопротивление короткого замыкания.

На участке «Сиваки» – «Ключевая» используется провод марки АС 300/39, зная удельное сопротивление данного провода, а также зная длину пролета линии, можем определить полное сопротивление линии интересующего нас участка:

$$Z_{л1} = Z_0 \times l = 0,44 \times 7,7 = 3,38 \text{ Ом («Сиваки» – «Ключевая»);} \quad (11)$$

$$Z_{э\text{кв}} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \times I_{КЗ}^{(3)}} = \frac{220}{\sqrt{3} \times 8,3} = 22,68 \text{ Ом.} \quad (12)$$

Зная все необходимые данные, можем приступить к расчету подтекающих токов короткого замыкания.

Ток в К2 с учетом Z_л равен:

$$I_{К2}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \times (Z_{э\text{кв}} + Z_{л})} = \frac{220}{\sqrt{3} \times (22,68 + 3,38)} = 2,24 \text{ кА} \quad (13)$$

Тогда подтекающие токи к ПС «Лесозаводск» и ПС «НПС-38» равны:

$$I_{СИВ-КЛЮЧ}^{(3)} = I_{КЗ(СИВ)}^{(3)} - I_{К2}^{(3)} = 8,3 - 2,24 = 6,06 \text{ кА} \quad (14)$$

$$I_{КЛЮЧ-СИВ}^{(3)} = I_{КЗ(КЛЮЧ)}^{(3)} - I_{К2}^{(3)} = 5,6 - 2,24 = 3,36 \text{ кА}$$

$$I_{К2}^{(0)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \times (Z_{э\text{кв}} + 3Z_{л})} = \frac{220}{\sqrt{3} \times (22,68 + 10,14)} = 1,01 \text{ кА}$$

$$I_{СИВ-КЛЮЧ}^{(0)} = I_{КЗ(СИВ)}^{(0)} - I_{к2}^{(0)} = 8,4 - 1,01 = 7,39 \text{ кА}$$

$$I_{КЛЮЧ-СИВ}^{(0)} = I_{КЗ(КЛЮЧ)}^{(0)} - I_{к2}^{(0)} = 5,8 - 1,01 = 4,79 \text{ кА}$$

Расчетная схема замещения участка сети ПС Сиваки-ПС Ключевая

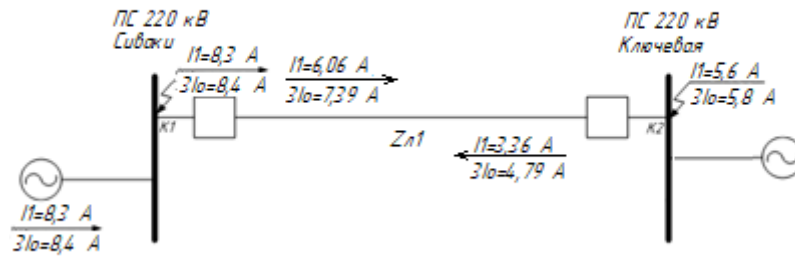


Рисунок 5 – Схема с подтекающими токами КЗ

3 ПРОВЕРКА ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Распределительные устройства 220, 110 кВ на ПС «Сиваки» выполнены открытыми (ОРУ), а распределительное устройство 6 кВ выполнено закрытым (КРУ).

ОРУ 220 кВ выполнено по схеме – мостик с выключателями типа HGF1014-252-31,5/2000 и 2 х ЗФР1DT-245/ЕК-220-50/4000 (линейный и секционный) и разъединителями типа РГН.2-220.

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме две рабочих и обходная системы шин с выключателями типа LTB 145D1/B, от ОРУ отходят две ВЛ 110 кВ.

Комплектное распределительное устройство 6 кВ выполнено по схеме одна секционированная выключателем система шин, с девятью отходящими присоединениями.

Сборные шины выполнены алюминиевыми трубами, закрепленными на блоках опорных изоляторов. Спуски к оборудованию и перемычки выполнены сталеалюминевым проводом АС-300/39.

Ограничители перенапряжений 220 кВ для защиты обмоток трансформатора установлены на существующие железобетонные стойки.

На территории ПС кабели прокладываются в наземных лотках из сборного железобетона.

Защита оборудования и ошиновки от прямых ударов молнии выполняется существующими молниеотводами, установленными на прожекторной мачте и порталах.

Освещение оборудования подстанции осуществляется существующими прожекторами. Для защиты персонала от поражения электрическим током вокруг, вновь устанавливаемого, оборудования прокладывается выравнивающий контур, который присоединяется к существующему контуру заземления. Присоединение выполняется сталью полосовой сечением 40 х 5 мм.

Установленное высоковольтное оборудование проверяется по следующим параметрам:

- максимальному длительному току в нормальных, послеаварийных и ремонтных режимах, с учетом перегрузочной способности оборудования;
- номинальному напряжению;
- отключающей способности оборудования;
- термической и электродинамической стойкости к токам короткого замыкания;

3.1 Проверка выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока.

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

- напряжению: $U_{ном} \geq U_{сети.ном}$;
- длительному току : $I_{ном} \geq I_{расч}$;

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию: $I_{откл.ном} \geq I_{пт}$.

Затем проверяется возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \times \beta_{норм} \times I_{откл.ном} / 100 \geq i_a \quad (15)$$

где $i_{a.ном}$ – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе;

$\beta_{норм}$ – нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, %;

i_a – аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов [6].

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{вкл} \geq i_{уд} \quad (16)$$

$$I_{вкл} \geq I_{ПО} \quad (17)$$

где $i_{вкл}$ – наибольший пик тока включения (по каталогу);

$i_{уд}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{вкл}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

$I_{по}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд} \quad (18)$$

$$I_{пр.скв} \geq I_{по} \quad (19)$$

где $i_{пр.скв}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{пр.скв}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{тер}^2 \times B_{тер} \geq k \quad (20)$$

где $I_{тер}$ – ток термической стойкости по каталогу;

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу;

B_k – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету, $кА^2 \cdot с$:

$$B_k = I_{по}^2 \times (t_{откл} + T_a) \quad (21)$$

где $t_{откл}$ – расчетная продолжительность КЗ;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

Таким образом, на ОРУ 220 кВ проверяем установленный выключатель выключатель HGF1014-252-31,5-2000, на ОРУ 110 кВ выключатель LTB 145D1/B, а на водных ячейках КРУ – 6 кВ устанавливаем выключатели типа LF-2 с номинальным током 2000 А.

Результаты выбора выключателя сведены в таблице 4.

Таблица 4 – Условия выбора и проверки выключателей

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
Выключатели 220 кВ		
$U_H = 245$ кВ	$U_P = 230$ кВ	$U_H \geq U_P$
$I_H = 2000$ А	$I_{Pmax} = 297$ А	$I_H \geq I_{Pmax}$
$i_{скв} = 40$ кА	$i_{уд} = 15,052$ кА	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 4800$ кА ² с	$B_{к.} = 219,15$ кА ² с	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{вкл} = 40$ кА	$I_{по} = 6,237$ кА	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 170$ кА	$I_{пт} = 6,237$ кА	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 31,5$ кА	$i_{ат} = 8,82$ кА	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
Выключатели 110 кВ		
$U_H = 145$ кВ	$U_P = 115$ кВ	$U_H \geq U_P$
$I_H = 3150$ А	$I_{Pmax} = 219,3$ А	$I_H \geq I_{Pmax}$
$i_{скв} = 100$ кА	$i_{уд} = 11,695$ кА	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 918$ кА ² с	$B_{к.} = 53,8$ кА ² с	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{вкл} = 40$ кА	$I_{по} = 5,043$ кА	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 40$ кА	$I_{пт} = 5,043$ кА	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 28,3$ кА	$i_{ат} = 7,132$ кА	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
Выключатели 6 кВ		
$U_H = 6,3$ кВ	$U_P = 6$ кВ	$U_H \geq U_P$
$I_H = 630$ А	$I_{Pmax} = 141,2$ А	$I_H \geq I_{Pmax}$
$i_{скв} = 102$ кА	$i_{уд} = 11,09$ кА	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 4800$ кА ² с	$B_{к.} = 44,18$ кА ² с	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{вкл} = 40$ кА	$I_{по} = 4,86$ кА	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 40$ кА	$I_{пт} = 4,86$ кА	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 29,04$ кА	$i_{ат} = 6,856$ кА	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Все выключатели удовлетворяют условиям проверки.

3.2 Проверка разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под нагрузкой. Для управления

разъединителями из диспетчерского пункта установим на них приводы, позволяющие управлять как главными, так и заземляющими ножами.

На РУ 220 кВ установлен разъединитель марки РГН.2-220, а на РУ 110 кВ - РНДЗ-110/2000 ХЛ1.

Таблица 5 – Каталожные и расчетные данные разъединителей.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
РГН.2-220		
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1250 \text{ А}$	$I_p = 297 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,052 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{дин}$
$I^2_T \times t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 219,15 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \times t_T$
РНДЗ-110/2000 ХЛ1		
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_p = 219,3 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,695 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{дин}$
$I^2_T \times t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 53,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \times t_T$

Как видно из таблицы, разъединитель соответствует данным условиям и успешно проходит проверку.

3.3 Проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [19].

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи.

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту).

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Прежде чем приступить к выбору трансформатора тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включённых во вторичную цепь, иметь данные о длине и типе измерительного (контрольного) кабеля и сопротивлении контактов, для обеспечения заданного класса точности.

Таблица 6 – Мощность, потребляемая приборами контроля и учета.

№	Прибор	Нагрузка на фазу, ВА			Тип прибора
		А	В	С	
1	Амперметр	0,5	0,5	0,5	СА3020-5
2	Ваттметр	0,5	0,5	0,5	СР3020
3	Варметр	0,5	0,5	0,5	СР3020
3	Счетчик ватт часов	0,1	0,1	0,1	ЕС7020
4	Счетчик вольт ампер реактивный часов	0,1	0,1	0,1	RD-31
Итого		1,7	1,7	1,7	

Для того, чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выполнение условия:

$$Z_{2НОМ} \geq Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пров}} + Z_{\text{к}} \quad (22)$$

где $Z_{\text{к}} = 0,1$ Ом – сопротивление переходных контактов;

$Z_{\text{приб}}$ – сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов;

$Z_{\text{пров}}$ – сопротивление соединительных проводов, Ом;

$$Z_{\text{приб}} = \frac{\sum S}{I_{\text{н}}^2} \quad (23)$$

Где $\sum S$ – суммарная мощность, потребляемая приборами в самой нагруженной фазе, В·А;

$I_n = 5$ А – номинальный вторичный ток трансформатора тока.

$$Z_{\text{приб}} = \frac{1,7}{5^2} = 0,068 \text{ Ом.}$$

Зная $Z_{\text{приб}}$ можно определить сечение соединительных проводов по выражению:

$$Z_{\text{пров}} = Z_{\text{ном2}} - Z_{\text{к}} - Z_{\text{приб}} \quad (24)$$

$$Z_{\text{пров}} = 2 - 0,1 - 0,068 = 1,832 \text{ Ом}$$

Выберем сечение провода:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{РАСЧ.}}}{Z_{\text{пров}}} \quad (25)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода. Для проводов с алюминиевыми жилами 0,0289 Ом/км;

$l_{\text{РАСЧ}}$ – длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов в один конец, принимается равным 80 м, для 110 кВ.

$$S = \frac{0,0289 \times 80}{1,832} = 1,26 \text{ мм}^2.$$

Принимаем алюминиевый кабель со стандартным сечением 4 мм².

Выберем трансформатор тока для подключения приборов контроля и учета на шинах 220 и 110 кВ ТРГ – 220 УХЛ1 и ТРГ – 110 УХЛ1 соответственно.

Таблица 7 – Проверка трансформаторов тока.

№	Условия выбора	Справочные данные	Расчетные данные
---	----------------	-------------------	------------------

ТРГ – 220 УХЛ1			
1	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{сети} = 220 \text{ кВ}$
2	$I_{Рmax} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{Рmax} = 297 \text{ А}$
3	$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,05 \text{ кА}$
4	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = 219,15 \text{ кА}^2 \text{ с}$
ТРГ – 110 УХЛ1			
1	$U_{сети} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$
2	$I_{Рmax} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{Рmax} = 219,3 \text{ А}$
3	$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,695 \text{ кА}$
4	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 1600 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = 53,8 \text{ кА}^2 \text{ с}$

На основании таблицы, делаем вывод, что выбранные ТТ проходят все условия проверки.

3.4 Проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики. Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения от первичных цепей до стандартного

значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения [23].

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- По напряжению сети;
- По конструкции и схеме соединения обмоток;
- По классу точности;
- По вторичной нагрузке;

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{НОМ}} \quad (26)$$

где $S_{2\text{НОМ}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности, В·А;

$S_{2\Sigma}$ – суммарная нагрузка всех измерительных приборов, подключенных к данному трансформатору напряжения, В·А.

Таблица 8 – Мощность приборов, подключаемых к трансформаторам напряжения 220 и 110 кВ.

Прибор	Тип прибора	$S_{\text{приб}}$, ВА	Число приборов	$S_{\text{общ}}$, МВА
Варметр	СР3021	5	1	5
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Ваттметр	СР3021	5	1	5
Счетчик ватт часов	ЕС7020	1	5	5
Счетчик вольт ампер часов реактивный	RD-31	5	5	5
ИТОГО:				30

Таблица 9 – Проверка ТН.

Паспортные данные	Проверка	Расчётные данные
НАМИ 220		
Класс точности	0,5	0,5
$U_{\text{НОМ1}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{СН}}$	$U_{\text{СН}} = 220 \text{ кВ}$
$S_{2\text{НОМ}} = 1200 \text{ ВА}$	$S_{2\text{НОМ}} \geq S_{2\text{р}}$	$S_{2\Sigma} = 30 \text{ ВА}$
НАМИ 110		
Класс точности	0,5	0,5
$U_{\text{НОМ1}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{СН}}$	$U_{\text{СН}} = 110 \text{ кВ}$
$S_{2\text{НОМ}} = 120 \text{ ВА}$	$S_{2\text{НОМ}} \geq S_{2\text{р}}$	$S_{2\Sigma} = 30 \text{ ВА}$

Для защиты трансформаторов напряжения применяем высоковольтные предохранители ПKN 001-35 У3 (П - предохранитель; К — с кварцевым наполнителем; Н — для трансформаторов напряжения; 0 — однополюсный, без цоколя и без указателя срабатывания; 01 — конструктивное исполнение контакта; 10 — номинальное напряжение в киловольтах; У — климатическое исполнение; 3 — категория размещения) [3].

3.5 Проверка трансформаторов собственных нужд

В состав потребителей собственных (СН) нужд подстанции входят электродвигатели обдува трансформаторов, обогрев приводов коммутационной аппаратуры, шкафов комплектных распределительных устройств (КРУН), приборов учета, а также освещение подстанции. Наиболее ответственными потребителями СН подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение.

Собственные нужды подстанции относятся к потребителям первой категории и должны обеспечиваться питанием от двух взаимно резервируемых источников, данное требование обеспечивается за счет питания от двух взаиморезервирующих силовых трансформаторов и применения I и II секций шин. Мощность каждого трансформатора собственных нужд должна быть не более 630 кВА для ПС 110 кВ.

Таблица 10 – Нагрузка трансформаторов собственных нужд:

Вид потребления	Установленная мощность		cos φ	Нагрузка	
	кВт*п	Всего		P _{уст} , кВт	Q _{уст} , квар
Охлаждение АТДЦТН -63000/220	10,3*2	20,6	0,85	20,6	11,46
Подогрев НГФ- 1014	15,8*2	31,6	1	31,6	-
Подогрев ЛТВ145	0,8*3	2,4	1	2,4	-
Подогрев КРУ	-	10	1	10	-
Освещение и вентиляция КРУ	-	7	1	7	-
Отопление и освещение ДП	-	80	1	80	-
Освещение ОРУ	-	10	1	10	-
Прочие	-	46	1	46	-
ИТОГО				183,3	11,46

Расчетная мощность нагрузки СН :

$$S_{РАСЧ} = P_c \times \sqrt{Q_{уст}^2 + I_{уст}^2} \quad (27)$$

$$S_{РАСЧ} = 0,8 \times \sqrt{183,3^2 + 1,46^2} = 146,9 \text{ кВА.}$$

Расчетную мощность ТСН определяем по формуле:

$$S_P = \frac{S_{РАСЧ}}{K_{П}}, \quad (28)$$

где S_P - расчетная мощность ТСН;

$K_{П} = 1,4$ – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора.

$$S_{кВ} = \frac{146,9}{1,4} = 104,9 \times$$

На ПС устанавливаются два трансформатора собственных нужд (СН) напряжением 6/0,4 кВ мощностью по 100 кВА типа ТСЗ-100-6/0,4.

3.6 Проверка шинных конструкций

Основное электрическое оборудование ПС и аппараты в основных электрических цепях соединяются между собой проводниками разного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки.

В открытой части подстанции (РУ 220 кВ, 110 кВ) применяем провода АС.

Выбор жестких шин.

Согласно ПУЭ, сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах ОРУ по экономической плотности тока не выбираются; выбор сечения шин производится по нагреву (допустимому току).

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}} \quad (29)$$

где I_{\max} - расчетный ток утяжеленного режима для электроустановки, А;

$I_{\text{доп}}$ - допустимый ток для шины выбранного сечения с учетом поправки при расположении шин плашмя, А.

Далее жесткие шины проверяют на термическую стойкость при коротких замыканиях по выражению:

$$q \geq \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (30)$$

где q - выбранное сечение, мм^2 ;

B_k - тепловой импульс тока короткого замыкания;

$C = 91$ - расчетный коэффициент для алюминиевых шин.

Проверка шин на электродинамическую стойкость: шинная конструкция считается электродинамически стойкой, если максимальное расчетное напряжение в материале шин $\sigma_{\text{расч}}$ и максимальные расчетные нагрузки на изоляторы $F_{\text{расч}}$ не превосходят допустимых значений, т. е.

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (31)$$

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}, \quad (32)$$

где $\sigma_{\text{доп}}$, $F_{\text{доп}}$ - допустимые напряжение в материале и нагрузка на изолятор.

Согласно ПУЭ допустимое напряжение $\sigma_{\text{доп}}$ принимается равным 70% временного сопротивления разрыву (предела прочности) материала шин σ_B , т. е.

$$\sigma_{\text{доп}} = 0,7\sigma_B. \quad (33)$$

Допустимая нагрузка на изолятор $F_{\text{доп}}$ принимается равной 60% от минимальной разрушающей нагрузки $F_{\text{разр}}$, приложенной к головке изолятора, т. е.

$$F_{\text{доп}} = 0,6F_{\text{разр}}. \quad (34)$$

Если центр масс поперечного сечения шины удален от вершины опорного изолятора допустимая нагрузка при изгибе изолятора должна быть уменьшена в соответствии с формулой

$$F_{\text{доп}} = 0,6F_{\text{разр}}H/(h+H), \quad (35)$$

где h - расстояние от вершины изолятора до центра масс поперечного сечения шины;

H - расстояние от головки изолятора до опасного сечения (сечения, где наиболее вероятна поломка) изолятора.

Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жесткости конструкций. Электродинамические силы, возникающие при коротком замыкании, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины-изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает.

Частоту собственных колебаний для алюминиевых шин можно определить как:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (36)$$

где l - длина пролета между изоляторами, м;

J - момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей шины, см⁴;

q - поперечное сечение шины, см².

Изменяя длину пролета и форму сечения шин, добиваются того, чтобы механический резонанс был исключен, то есть $f_0 > 200$ Гц.

Механический расчет однополосных шин:

Определяется наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании, Н/м:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_{уд}^2 / a, \quad (37)$$

где $i_{уд}$ - ударный ток короткого замыкания, А;

a - расстояние между фазами, м.

Находится напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W}, \quad (38)$$

где l - длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции, м;

W - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³.

Полученное значение напряжения в материале шин сравнивается с допустимым.

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по номинальному напряжению и допустимой нагрузке. Проходные изоляторы кроме этого выбираются по

номинальному току ($I_{max} \leq I_{доп}$).

Выбор гибких шин:

- проверка сечения на нагрев проводится по допустимому току ;
- проверка на термическое действие тока КЗ не производится, т.к. ошиновка выполнена голыми проводами на открытом воздухе;
- проверка на электродинамическое действие токов короткого замыкания (на схлестывание) не производится, так как токи к.з. для ОРУ 110 и 220 кВ меньше 20 кА;

- проверка по условию короны: необходима для гибких проводников ОРУ при напряжении 110 кВ и выше.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см,

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (39)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода

(для многопроволочных проводов $m=0,82$);

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (40)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D - p = 1,26 \cdot D, \quad (41)$$

где D – расстояние между соседними фазами, см.

Провода не будут коронировать если выполняется условие

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (42)$$

Токоведущие части от сборных шин до вводов 220 кВ трансформаторов (автотрансформаторов) выбираем по допустимому току при максимальной нагрузке:

$$I_{max} = 297 \text{ A.}$$

Принимаем провод АС-240/32, имеющий следующие параметры: радиус провода $r_0 = 1,08$ см, $I_{доп} = 605 \text{ A} > I_{max} = 330 \text{ A}$.

Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами $D=700$ см.

Проверка по условиям коронирования.

Начальная критическая напряженность электрического поля, кВ/см

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 31,9 \text{ кВ/см.}$$

Среднее геометрическое расстояние между проводами фаз

$$D_{\text{CP}} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 700 = 882 \text{ см.}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{CP}}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 220}{1,08 \cdot \lg \frac{882}{1,08}} = 10,75 \text{ кВ/см.}$$

Условие проверки:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0,$$

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 10,75 = 11,5 < 0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 31,9 = 28,71 \text{ кВ/см,}$$

то есть провод АС-240/32 по условиям короны проходит.

Токоведущие части от сборных шин до вводов 110 кВ автотрансформаторов принимаем АС-240/32, так как I_{max} для 220 кВ незначительно отличается от I_{max} для 110 кВ – 297 и 219 А соответственно.

3.7 Измерения и учет

Измерения на ПС снимаются в следующем объеме:

- Измерение напряжения на шинах 110кВ (цифровой вольтметр ЕВ 3020);
- Измерение напряжения на шинах 220 кВ (цифровой вольтметр ЕВ-3020);
- Измерение тока на вводах 220кВ (цифровой амперметр типа N12P; «Сириус-Т»; «Сириус-УВ»);

- Измерение тока на вводе 110кВ (анализаторы параметров типа N10A);
- Измерение тока на линиях 110кВ (анализаторы параметров типа N10A);
- Измерение тока на секционных выключателях 220, 110 и 6 кВ;
- амперметры типа N12P.

Учет электроэнергии предусмотрен на вводах 220 кВ и линиях 220 кВ, на вводах 110 и на линиях 110 кВ - на счетчиках типа «МЕРКУРИЙ-230».

Пределы допускаемой основной относительной погрешности счетчиков при измерении активной энергии соответствуют классу точности 1,0 согласно ГОСТ Р 52322-2005 или классу 0,5S согласно ГОСТ Р 52323-2005. Пределы допускаемой основной относительной погрешности счетчиков при измерении реактивной энергии соответствуют классу точности 1 или 2 согласно ГОСТ Р 52425-2005.

Счетчик предназначен для работы в закрытом помещении. По условиям эксплуатации относится к группе 4 ГОСТ 22261-94 с диапазоном рабочих температур от минус 40 до плюс 55°С.

Таблица 11 - Технические характеристики счетчиков Меркурий-230:

Номинальное значение тока ($I_{ном}$) для счетчика трансформаторного включения.	5А
Максимальное значение тока ($I_{макс}$);	7,5А или 60А или 100А
Номинальное значение фазного напряжения ($U_{ном}$);	57,7В или 230В
Установленный рабочий диапазон напряжения;	от 0,9 до 1,1 $U_{ном}$
Расширенный рабочий диапазон напряжения	0,8 до 1,15 $U_{ном}$;
Предельный рабочий диапазон напряжения;	от 0 до 1,15 $U_{ном}$
Частота сети.	50 Гц

Постоянная счетчика и стартовый ток, при котором счетчик начинает регистрировать энергию приведены в таблице 12.

Таблица 12 - Постоянная счетчика и стартовый ток

Модификации счетчика (0X)	Постоянная счетчика, имп/(КВт*ч), имп(квар*ч)		Стартовый ток, А	Время, мин
	в режиме телеметрии (А)	в режиме поверки (В)		
00	5000	160000	0,005	1,74
01	1000	32000	0,020	0,36
02	500	16000	0,040	0,44
03	1000	160000	0,005	0,44

Центральная сигнализация на ПС выполнена на микропроцессорном устройстве «Сириус-ЦС». Аппаратура размещается в шкафе ЦС типа ШЭРА-ЦС-1001 производства ЗАО "Радиус-Автоматика". Сигналы передаются на панель телемеханики и далее на диспетчерский пункт.

Для предотвращения ошибочных действий обслуживающего персонала при оперативных переключениях на подстанции предусмотрена электромагнитная блокировка разъединителей ОРУ-220кВ с двигательными приводами и ячейками PASS MO.

3.8 Проверка ОПН

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ применяют ОПН, целью которых является защита энергооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений [11].

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа PEXLIM R220 с классом напряжения 220кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения	Номинальное напряжение	Наибольшее длительно	Номинальный разрядный	Взрыво-безопасность при

сети, кВ	ОПН, кВ	допустимое рабочее напряжение, кВ	ток, кА	токе короткого замыкания 0,2 с, кА
220	200	154	10	40

На стороне среднего напряжения трансформатора и шин ОРУ – 110 кВ выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-110/154/10/550УХЛ1.

Таблица 14 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинально е напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
110	96	77	10	315

На стороне низшего напряжения подстанции – ОПН-6/7,2/10/400УХЛ1. Характеристики ОПН представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинально е напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальны й разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
---------------------------------	---------------------------------------	---	--------------------------------------	---

6	9	7	10	14,4
---	---	---	----	------

Проверка ОПН:

1. По наибольшему длительно допустимому напряжению [30].

Наибольшее длительно допустимое напряжение ОПН должно быть больше наибольшего рабочего напряжения сети или оборудования.

$$U_{н.д} \geq 1,15 \times \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3}}, \quad (43)$$

$$154 \geq 1,15 \times \frac{220}{\sqrt{3}} = 146,1$$

кВ, условие выполняется;

$$77 \geq 1,15 \times \frac{110}{\sqrt{3}} = 73,1$$

кВ, условие выполняется;

$$7,2 \geq 1,15 \times \frac{6}{\sqrt{3}} = 4$$

кВ, условие выполняется.

Таким образом, по результатам проведенной проверки выбранные ОПН соответствуют предъявленным условиям.

4 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

Согласно ПУЭ, все электроустановки должны быть оборудованы устройствами релейной защиты, которые предназначены непосредственно для:

- а) автоматического отключения поврежденного элемента системы от остальной, неповрежденной части, при помощи выключателей; если повреждение непосредственно не влечет за собой нарушение работы электрической системы, допускается действие релейной защиты только на сигнал;
- б) реагирования на опасные (ненормальные) режимы работы элементов электрической системы, таких как, например, перегрузка; в зависимости от того, какой режим работы и условия эксплуатации электроустановки актуальны на данный момент, релейная защита может быть выполнена с действием на сигнал или на отключение тех элементов, дальнейшая работа которых может стать причиной возникновения повреждений различного характера.

Устройства релейной защиты должны обеспечивать наименьшее возможное время отключения КЗ в целях сохранения бесперебойной работы неповрежденной части системы и ограничения области и степени повреждения элемента.

Релейная защита, действующая на отключение, как правило, должна обеспечивать селективность действия, с тем чтобы при повреждении какого-либо элемента электроустановки отключался только этот поврежденный элемент.

4.1 Выбор устройств релейной защиты

В связи с модернизацией устройств релейной защиты и автоматики необходимо пересчитать уставки срабатывания защит, осуществить замену электромеханических панелей на микропроцессорные терминалы в соответствии с требованиями ПУЭ.

Любые электрические системы должны быть надёжными, экономичными, удобными и безопасными в эксплуатации и обеспечивать

потребителей электроэнергией требуемого качества. Большую роль в выполнении этих требований играют устройства релейной защиты и автоматики.

Проектирование релейной защиты и автоматики представляет собой сложный процесс выработки и принятия решений по выбору принципов выполнения релейной защиты. Также решаются вопросы эффективного функционирования устройств релейной защиты и автоматики всех элементов защищаемой схемы, начиная с выбора видов и расчёта уставок проектируемых устройств и кончая правильным их подключением к цепям оперативного тока и к трансформаторам тока и напряжения.

Щиты управления современных электрических распределительных подстанций, а также реконструируемые объекты все чаще комплектуются микропроцессорными защитными устройствами. Современные достижения в области микропроцессорной техники позволяют создавать полноценные устройства, которые ничем не уступают, и более того во многом превосходят своих предков – защитных устройств, построенных на [электромеханических реле](#).

Современные микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики оборудования характеризуются множеством преимуществ. Но, как и любое устройство, микропроцессорные защиты имеют и свои недостатки.

Преимущества микропроцессорных устройств релейной защиты

Отказ от электромеханических и статических реле, обладающих значительными габаритами, позволил более компактно размещать оборудование на панелях РЗА. Такие конструкции стали занимать значительно меньше места. При этом управление посредством сенсорных кнопок и дисплея стало более наглядным и удобным.

Внешний вид панели, включающей блок микропроцессорной релейной защиты, показан на рисунке. Сейчас внедрение МУРЗ стало одним из основных направлений в развитии устройств релейных защит. Этому

способствует то, что кроме основной задачи РЗА — ликвидации аварийных режимов, новые технологии позволяют реализовать ряд дополнительных функций.

К ним относятся:

- регистрация процессов аварийного состояния;
- опережение отключения синхронных потребителей при нарушениях устойчивости системы;
- способность к дальнему резервированию.

Реализация таких возможностей на базе электромеханических защит ЭМЗ и аналоговых устройств не осуществляется ввиду технических сложностей.

Микропроцессорные системы релейной защиты точно работают по тем же принципам быстросействия, избирательности, чувствительности и надежности, что и обычные устройства РЗА.

В процессе эксплуатации выявлены не только преимущества, но и недостатки таких устройств, а по некоторым показателям до сих пор ведутся споры между производителями и эксплуатационниками.

Недостатки:

Многие покупатели микропроцессорных устройств релейной защиты остались неудовлетворенными работой этих систем благодаря:

- высокой стоимости;
- низкой ремонтпригодности.

Если при поломке устройств, работающих на полупроводниковой или электромеханической базе достаточно заменить отдельную неисправную деталь, то для микропроцессорных защит часто нужно заменять полностью материнскую плату, стоимость которой может составлять треть цены за все оборудование.

К тому же для замены потребуется потратить много времени на поиск детали: взаимозаменяемость в таких устройствах полностью отсутствует даже у многих однотипных конструкций одного производителя.

В настоящее время, в связи с модернизацией и реконструкцией электроэнергетических сетей, а также введением умных сетей в эксплуатацию, появляется необходимость оптимизации и реконструкции релейной защиты с электромеханической базы на микропроцессорную.

В соответствии с ПУЭ, для линий в сетях 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю [12].

При выборе основной защиты ВЛ 110-220 кВ следует учитывать перечень важных аспектов. Одним из самых важных является сохранение устойчивости передачи и мгновенное срабатывание (без выдержки времени) при КЗ на защищаемом участке.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий следует устанавливать ступенчатые токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения. Если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или скорости отключения повреждения, например на головных участках, или если это целесообразно по условию согласования защит смежных участков с защитой рассматриваемого участка, должна быть предусмотрена ступенчатая дистанционная защита. В последнем случае в качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности. Защита должна быть установлена, как правило, только с тех сторон, откуда может быть подано питание.

В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени. В отдельных случаях допускается использовать токовую отсечку для действия при ошибочном включении на трехфазную закоротку в месте установки защиты, когда токовая отсечка, выполненная для действия в других режимах, не удовлетворяет требованию чувствительности [13].

Для силовых трансформаторов с обмоткой высшего напряжения больше 1000 В предусматривается релейная защита от следующих видов повреждения и ненормальных режимов работы:

- 1) многофазных замыканий в обмотках и на их выводах,
- 2) внутренних повреждений (витковых замыканий в обмотках и «пожара стали» магнитопровода),
- 3) однофазных замыканий на землю,
- 4) сверхтоков в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями,
- 5) сверхтоков в обмотках, обусловленных перегрузкой (если она возможна),
- 6) понижения уровня масла.

При выполнении защит трансформатора необходимо учитывать некоторые особенности его нормальной работы: броски тока намагничивания при включении трансформатора под напряжение, влияние коэффициента трансформации и схем соединения обмоток трансформатора.

Для защиты от многофазных замыканий в обмотках и на выводах трансформаторов мощностью 6300 кВА и выше, работающих одиночно, мощностью 4000 кВА и выше, работающих параллельно, а также мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности, максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с и отсутствует газовая защита, предусматривается продольная дифференциальная защита с циркулирующими токами, действующая

на отключение выключателей силового трансформатора без выдержки времени.

Особенностью дифзащиты трансформаторов по сравнению с дифзащитой генераторов, линий и т. л. является неравенство первичных токов разных обмоток трансформатора и их несовпадение в общем случае по фазе.

Для компенсации сдвига токов по фазе вторичные обмотки трансформаторов тока, установленных со стороны звезды силового трансформатора, соединяют в треугольник, а вторичные обмотки трансформаторов тока, установленных со стороны треугольника силового трансформатора, — в звезду. Компенсация неравенства первичных токов достигается правильным подбором коэффициентов трансформации трансформаторов тока [2].

Когда нельзя подобрать коэффициент трансформации трансформаторов тока таким образом, чтобы разность вторичных токов в плечах дифзащиты была меньше 10 % (так как трансформаторы тока имеют стандартное значение коэффициента трансформации), при выполнении защиты для компенсации неравенства токов используют дифференциальные реле типа РНТ, реже — выравнивающие трансформаторы и автотрансформаторы.

Если не предусматривается продольная дифференциальная защита (как правило, на одиночно работающих трансформаторах мощностью ниже 6300 кВА и параллельно работающих трансформаторах мощностью ниже 4000 кВА), то в этих случаях со стороны источника питания устанавливается токовая отсечка без выдержки времени, охватывающая часть обмотки трансформатора.

На рабочих и резервных трансформаторах собственных нужд тепловых электростанций применяется продольная дифзащита, при мощности 4000 кВА допускается токовая отсечка.

Для защиты от внутренних повреждений (витковых замыканий в обмотках, сопровождающихся выделением газа) и от понижения уровня масла на трансформаторах мощностью 6300 кВА и выше, а также на

трансформаторах мощностью 1000 - 4000 кВА, не имеющих дифзащиты или отсечки, и если максимальная токовая защита имеет выдержку времени 1 с и более, применяется газовая защита с действием на сигнал при слабых и на отключение при интенсивных газообразованиях. Применение газовой защиты является обязательным на внутрицеховых трансформаторах мощностью 630 кВА и выше независимо от наличия других быстродействующих защит.

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители, и осуществляется с помощью поплавковых, лопастных и чашечных газовых реле. Газовая защита является единственной защитой трансформаторов от «пожара стали» магнитопровода, возникающего при нарушении изоляции между листами стали.

Допускается действие газовой защиты по сигнал как при слабом, так и при сильном газообразовании на трансформаторах, имеющих дифзащиту или отсечку, не имеющих выключателей, а также на внутрицеховых мощностью 1600 кВА и меньше при наличии защиты от коротких замыканий со стороны источника питания.

Для защиты от однофазных замыканий на землю повышающих трансформаторов мощностью 1000 кВА и более, присоединенных к сетям с большими токами замыкания на землю, а также на понижающих трансформаторах с заземленной нейтралью предусматривается максимальная токовая защита нулевой последовательности от токов внешних замыканий на землю, действующая на отключение.

Для защиты понижающих трансформаторов от токов, обусловленных внешними короткими замыканиями, предусматривается максимальная токовая защита без пуска или с пуском от реле минимального напряжения, действующая на отключение выключателя. Вследствие низкой чувствительности максимальная токовая защита без пуска от реле минимального напряжения применяется только на трансформаторах мощностью до 1000 кВА.

Для защиты повышающих трансформаторов от внешних коротких замыканий. применяется максимальная токовая защита с пуском от реле минимального напряжения или токовая защита нулевой последовательности.

Ранее, на интересующем нас участке сети, а именно на ВЛ ПС Сиваки-ПС Ключевая, стоял комплект панелей ЭПЗ-1636, включающих в себя КСЗ, также комплект ДФЗ-201 и ДЗТ-11. Необходимо осуществить замену электромеханических панелей на микропроцессорные терминалы в соответствии с ПУЭ и особенностями данного участка сети.

Существует большое количество вариантов панелей, шкафов и логических органов МП защит. Исходя из требований и необходимых комплектов защит, которые необходимо установить на защищаемую линию, целесообразно принять к установке два шкафа фирмы ЭКРА. Шкаф с комплектом ступенчатых защит КСЗ и АУВ – ШЭ2607 011 и шкаф с основной защитой линии – ДФЗ, ШЭ2607 085.

Для защиты линии 220 кВ используется шкаф типа ШЭ2607 011 содержит один комплект.

- пять ступеней дистанционной защиты (ДЗ) от междуфазных замыканий с блокировкой при качаниях
- ступень ДЗ от земляных замыканий,
- шесть ступеней токовой направленной защиты нулевой последовательности (ТНЗНП);
- токовая отсечка (ТО);
- АРПТ;
- УРОВ (не используется в схеме для двух выключателей на присоединение);

Принцип действия защит шкафа типа ШЭ2607 011:

Релейная часть защиты выполнена на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704V011.

ДЗ выполнена пятиступенчатой с блокировкой при качаниях и неисправностях в цепях напряжения, причем первая ступень обеспечивает защиту от всех видов КЗ, вторая и пятая – от междуфазных КЗ.

Предусмотрена возможность разворота четвертой и пятой ступеней ДЗ и пятой и шестой ступеней ТНЗНП в обратную сторону.

ТНЗНП содержит шесть направленных ступеней для защиты от КЗ на землю.

Предусмотрены возможности ускорения защит: от параллельной линии, при опробовании линии, оперативные и по ВЧ каналу.

ПО тока реагирует на линейные и фазные величины токов.

Функция АУВ обеспечивает прием команд включения и отключения, контроль и фиксацию положения, блокировку от многократных включений.

Пуск АПВ (однократного или двукратного) осуществляется с контролем напряжений на шинах и линии (контроль отсутствия, наличия или синхронизма напряжений). Предусмотрен режим включения выключателя как с контролем, так и с улавливанием синхронизма.

Функция УРОВ реализует принцип индивидуального устройства, причём возможно выполнение универсального УРОВ как по схеме с дублированным пуском, так и по схеме с автоматической проверкой исправности выключателя.

Шкаф типа ШЭ2607 085 предназначен для защиты двухконцевых или многоконцевых линий электропередачи напряжением 110 – 330 кВ. Шкаф содержит: основную высокочастотную защиту линии. Выбирается одна из защит:

- ДФЗ,
- направленная ВЧ защита линии обратной последовательности (НВЧЗ);
- направленная ВЧ защита нулевой последовательности (ВЧБ); комплект

ступенчатых защит (КСЗ):

- пять ступеней ДЗ от междуфазных замыканий,
- ступень от земляных замыканий, - шесть ступеней ТНЗНП;
- ТО;
- УРОВ;
- МТЗ;
- АРПТ;
- ЗНФР.

Защита содержит релейную и высокочастотную части. Релейная часть защиты выполнена на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704V085. Программное обеспечение предназначено для использования терминала в качестве основной быстродействующей или резервной защиты на двухконцевых линиях напряжением 110 – 220 кВ, оборудованных

устройствами ТАПВ, при всех видах КЗ. Имеется возможность использования защиты на линиях с тяговой нагрузкой, линиях с ответвлениями и линиях, оборудованных ОАПВ. В состав высокочастотной части входят: приемопередатчик, обеспечивающий передачу ВЧ сигналов по линии, и аппаратура автоматического контроля канала связи. Шкаф предназначен для совместной работы с ВЧ приемопередатчиком типа: ПВЗУ, ПВЗУ-Е, ПВЗУ-Е (ВОЛС), ПВЗУ-М, ПВЗ-90М, ПВЗ-90М1, ПВЗ, АВЗК-80, АВАНТ. Предприятием поставляется только релейная часть защиты – шкаф типа ШЭ2607 085, на котором предусмотрено место для установки высокочастотного приемопередатчика и проложены провода для присоединения его к схеме защиты. Каждый шкаф выполнен по индивидуальной карте заказа. Высокочастотная аппаратура поставляется предприятием-изготовителем отдельно от релейной части шкафа. Сведения, необходимые для изучения, регулирования и эксплуатации высокочастотной аппаратуры, содержатся в соответствующей технической документации её предприятий-изготовителей.

Все описанные шкафы дублируются для обеспечения надежности срабатывания защит.

Для защиты автотрансформатора принимаем к установке шкаф ШЭ 2607 042 и 2607 073. В комплект которых входит основная защита автотрансформатора ДЗТ, а также газовая защита и комплект резервных защит автотрансформатора.

Газовая защита используется в качестве основной чувствительной защиты от замыканий внутри кожуха защищаемого трансформатора (автотрансформатора), сопровождающихся выделением газа, а также при резком понижении уровня масла. Основными достоинствами газовой защиты являются простота её устройства, высокая чувствительность, малое время действия при значительных повреждениях, действие на сигнал или отключение в зависимости от степени повреждения. Требования к микропроцессорным устройствам таковы, что они должны обеспечивать отключение и/или действие на сигнализацию от газовых защит защищаемого

силового оборудования, газовых защит устройства РПН (в том числе от струйного реле защиты РПН, защиты контактора РПН), линейного добавочного трансформатора и его устройства РПН, от технологических защит трансформатора и АТ. Также микропроцессорные устройства должны обеспечивать прием сигналов от различных датчиков, таких, как повышения температуры масла, повышения и понижения уровня масла, неисправности цепей охлаждения.

Для резервирования основных защит трансформатора и резервирования отключения КЗ на шинах СН и НН предусматривается максимальная токовая защита со стороны ВН с комбинированным пуском по напряжению. При этом токовые ИО защиты питаются от ТТ на стороне ВН, ИО напряжения – от трансформаторов напряжения на стороне НН, а для трехобмоточных трансформаторов еще и на стороне СН. Если нейтраль трансформатора заземлена, то должно быть исключено неселективное действие МТЗ ВН при коротких замыканиях на землю в сети высшего напряжения. Этого можно добиться разными способами: соединением обмоток ТТ по схеме «треугольник», подключение защиты на линейные токи и др. Для отключения КЗ на шинах НН и для резервирования защит элементов, присоединенных к этим шинам, предусматривается МТЗ НН с комбинированным пуском по напряжению. Защита подключается по токовым цепям к ТТ стороны НН трансформатора, по цепям напряжения – к ТН НН и действует на отключение выключателя НН трансформатора, а со второй выдержкой времени действует на отключение всего трансформатора. Для отключения КЗ на шинах СН и для резервирования защит элементов, присоединенных к этим шинам, предусматривается МТЗ СН с комбинированным пуском по напряжению. Защита подключается по токовым цепям к ТТ стороны СН трансформатора, по цепям напряжения – к ТН СН и действует на отключение выключателя СН трансформатора. При расчете параметров срабатывания измерительных органов и выдержек времени необходимо учитывать, что максимальная токовая защита должна обеспечивать селективное отключение выключателя

ввода только той обмотки трансформатора, которая непосредственно питает место повреждения. Кроме того, на трансформаторах с двухсторонним и трехсторонним питанием для обеспечения селективности МТЗ должна быть выполнена направленной. Параметры срабатывания МТЗ выбираются по следующим условиям: а) по согласованию с защитами отходящих элементов сети (например, ВЛ соответствующего напряжения); б) по отстройке от максимального тока нагрузки; в) проверка согласования с МТЗ вышестоящих элементов. Это делается для того, чтобы не менять, по возможности, параметры срабатывания защит сети более высокого напряжения.

5 РАСЧЕТ УСТАВОК СРАБАТЫВАНИЯ ЗАЩИТ

Подробный расчет произведен с помощью ПК MathCAD 15 и предоставлен в Приложении А.

Шкаф ШЭ2607011, БЭ2704011 (КСЗ+АУВ)

Уставки защит комплекта А1

5.1 Уставки срабатывания АУВ и АПВ

Таблица 16 - Уставки АУВ и АПВ

№	Наименование	Значение
1	Напряжение срабатывания ПО максимального напряжения шин, В (60...100)	80
2	Напряжение срабатывания ПО минимального напряжения шин, В (10...80)	40
3	Напряжение срабатывания ПО максимального напряжения от ШОН, В (60...100)	80
4	Напряжение срабатывания ПО минимального напряжения от ШОН, В (10...80)	40
5	Разность напряжений ИО контроля синхронизма, В (5...)	44

	50)	
6	Угол между напряжениями ИО контроля синхронизма, град. (5...85)	40
7	Скорость изменения угла ИО контроля синхронизма, Гц (0,05...0,4)	0,05
8	Предельная скорость изменения угла ИО контроля синхронизма, Гц (0,05...2,0)	0,06

Таблица 17 - Уставки по времени АУВ и АПВ

№	Наименование	Значение
1	DT101 Время включения выключателя, с (0,01...1,00)	0,6
2	DT76 Время первого цикла АПВ, с (0,25...16)	1,8
3	DT78 Время второго цикла АПВ, с (2,5...160)	160
4	DT81 Время подготовки АПВ, с (15...120)	20
5	DT72 Задержка на срабатывание защиты ЭМВ, с (1,0...2,0)	1,0
6	DT73 Задержка на срабатывание защиты ЭМО1, с (1,0...2,0)	1,0
7	DT74 Задержка на срабатывание защиты ЭМО2, с (1,0...2,0)	1,0
8	DT75 Задержка на срабатывание ЗНФ, с (0,1...0,2)	0,2
9	DT77 Задержка на срабатывание ЗНФР, с (0,025...0,8)	0,5
10	DT82 Врем включения от АПВ, С (0,0...2,0)	0,1
11	DT100 Время сброса готовности АПВ при отключенном выключателе, с (10...840)	620
12	DT102 Ожидание КС (УС), с (0...840)	600

Таблица 18 - Логика работы АУВ и АПВ

№	Наименование	Значение
1	ХВ77 Контроль синхронизма (не предусмотрен/ предусмотрен)	предусмотрен
2	ХВ84 Улавливание синхронизма (не предусмотрен/ предусмотрен)	предусмотрен
3	ХВ74 Второй электромагнит отключения (не предусмотрен/ предусмотрен)	уточнить при наладке
4	ХВ73 Обесточивание ЭМ при приеме «Блокировка вкл. и откл.» (не предусмотрен/ предусмотрен)	предусмотрен
5	ХВ81 Выбор режима АПВ (слепое АПВ, АПВ шин или линии)	слепое АПВ
6	ХВ82 Второй цикл АПВ (не предусмотрен/ предусмотрен)	не предусмотрен
7	ХВ 80 Отключение выкл. от «Авар. Снижение давл. элегаза в ТТ» (не предусмотрен/ предусмотрен)	не предусмотрен
8	ХВ78 Привод выключателя (трехфазный, пофазный)	уточнить при наладке
9	ХВ76 Контроль сигнализации АПВ от датчика тока ЭМВ (не предусмотрен/ предусмотрен)	не предусмотрен
10	ХВ71 Логика включения с КС (типовая, не типовая)	типовая
11	ХВ2 Включение с контролем отсутствия напряжения (не предусмотрен/ предусмотрен)	не предусмотрен
12	ХВ75 Сброс готовности АПВ при отключенном выключателе (не предусмотрен/ предусмотрен)	предусмотрен

Таблица 19 - АВР (Не используется)

№	Наименование	Значение
1	XB79 Выбор режима АВР (двусторонний, шин, линии)	линии
2	DT70 Задержка на срабатывание АВР шин (0,0...60,0)	60
3	DT71 Задержка на срабатывание АВР линии (0,0...60,0)	60

5.2 Уставки срабатывания ДЗ

Таблица 20 - Уставки ИО Z_{I-V ст.} (Первичные величины)

№	Наименование	Значение
1	Уставка по оси X характеристики РС I ступени при КЗ на землю, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
2	Уставка по оси R характеристики РС I ступени при КЗ на землю, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
3	Угол наклона φ_1 характеристики с при КЗ на землю ступени, °(45...89 шаг 1)	77
4	Корректирующий множитель КKR коэффициента компенсации тока нулевой последовательности по активному сопротивлению, о.е. (0,00...3,00 шаг 0,1) (по умолчанию КKR=1,00)	1
5	Корректирующий множитель ККХ коэффициента компенсации тока нулевой последовательности по реактивному сопротивлению, о.е. (0,00...3,00 шаг 0,1) (по умолчанию ККХ=1,00)	1
6	Уставка по оси X характеристики РС I ступени, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	28,83
7	Уставка по оси R характеристики РС I ступени, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	14,63
8	Угол наклона φ_1 характеристики РС I ступени, °(45...89 шаг 1)	80
9	Угол наклона φ_4 верхней части характеристики РС I ступени, ° (-45...0 шаг 1)	0
10	Уставка по оси X характеристики РС II ступени, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	51,31
11	Уставка по оси R характеристики РС II ступени, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	26,05
12	Угол наклона φ_1 характеристики РС II ступени, °(45...89 шаг 1)	- 22
13	Уставка по оси X характеристики РС III ступени, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	135,95
14	Уставка по оси R характеристики РС III ступени, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	69,02
15	Угол наклона φ_1 характеристики РС III ступени, °(45...89 шаг 1)	120
16	Уставка по оси X характеристики РС IV ступени, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
17	Уставка по оси R характеристики РС IV ступени, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
18	Угол наклона φ_1 характеристики РС IV ступени, °(45...89 шаг 1)	77
19	Направленность IV ступени (вперед, назад)	вперед

20	Уставка по оси X характеристики РС V ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
21	Уставка по оси R характеристики РС V ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
22	Угол наклона φ_1 характеристики РС V ступени, °(45...89 шаг 1)	77
23	Направленность V ступени (вперед, назад)	вперед
24	Угол наклона φ_3 нижней левой части характеристики, ° (91...135 шаг 1)	120
25	Угол наклона φ_2 нижней правой части характеристики, ° (-45...0 шаг 1)	-22
26	Уставка по оси R нагрузочного режима (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	51,2
27	Угол выреза нагрузочного режима (1...70 шаг 1)	нет

Таблица 22 - Орган определяющий вид повреждения

№	Наименование	Значение
1	Напряжение срабатывания ПО РННП, В (6,00...15,00 шаг 0,01)	6
2	Ток срабатывания $3I_0$ ПО РТНП, А (0,05·Ином...0,2· Ином шаг 0,01)	300
3	Коэффициент торможения ПО РТНП, о.е. (0,000...0,150 шаг 0,001)	0,150
4	Ток срабатывания ПО БТ, А (1,00...15,00 шаг 0,01)	2· Ином=2000

Таблица 23 - Уставка блокировки при качаниях (БК) по DI

№	Наименование	Значение
1	Уставка по приращению I_2 чувствительного реле тока (РТ) БК, А (0,04·Ином...1,5· Ином шаг 0,01)	100
2	Уставка по приращению I_2 грубого РТ БК, А (0,06·Ином...2,5· Ином шаг 0,01)	300
3	Уставка по приращению I_1 чувствительного РТ БК, А (0,08·Ином...3· Ином шаг 0,01)	200
4	Уставка по приращению I_1 грубого РТ БК, А (0,12·Ином...5· Ином шаг 0,01)	600
5	DT37 Время ввода быстродействующих ступеней от чувствительного РТ БК,с	0,4
6	DT38 Время ввода быстродействующих ступеней от грубого РТ БК,с (0,2...1 шаг 0,1)	0,4
7	DT39 Время ввода медленнодействующих ступеней от РТ БК,с (3...16 шаг 1)	6,0

Таблица 24 - Уставки блокировки при качаниях (БК) по DZ

№	Наименование	Значение
1	Ток срабатывания РТ I_2 для dZ/dt , (1,0-50,0)% I_1	15

2	DT43 Время задержки блокировки по DZ, (0,001-1,000) с	0,045
3	DT44 Время возврата БК по DZ, (0,01-5,00) с	2,5
4	XB26 Формирование области контроля DZ/dt относительно III ступени/ II ступени	II ступени

Таблица 25 - Уставки по времени для ДЗ

№	Наименование	Значение
1	DT28 Время ввода ускорения при включении выключателя, с (0,7...2 шаг 0,1)	1,0
2	DT29 Задержка на срабатывание ускорения при включении выключателя от ДЗ и ТО, с (0...1 шаг 0,001)	0,05
3	DT33 Задержка на срабатывание I ступени ДЗ, с (0...1 шаг 0,001)	0,05
4	DT34 Задержка на срабатывание II ступени ДЗ с меньшей выдержкой времени, с (0,05...15 шаг 0,01)	15
5	DT35 Задержка на срабатывание II ступени ДЗ, с (0,05...15 шаг 0,01)	0,6
6	DT36 Задержка на срабатывание III ступени ДЗ, с (0,05...15 шаг 0,01)	2,5
7	DT46 Задержка на срабатывание IV ступени ДЗ, с (0,05...15 шаг 0,01)	15
8	DT47 Задержка на срабатывание V ступени ДЗ, с (0,05...15 шаг 0,01)	15
9	DT48 Задержка на срабатывание I ступени ДЗ на землю, с (0,05...15 шаг 0,01)	15
10	DT45 Задержка на срабатывание I, II или III ступени ДЗ при оперативном ускорении, с (0,05...5 шаг 0,01)	0,3
11	DT42 Продление сигнала пуска ВЧТО №2, с (0,00...0,20 шаг 0,01)	0,04

Таблица 26 - Логика работы ДЗ

№	Наименование	Значение
1	XB62 I ступень ДЗ на землю (выведена, в работе)	Выведена
2	XB63 IV ступень ДЗ (выведена, в работе)	Выведена
3	XB64 V ступень ДЗ (выведена, в работе)	Выведена
4	XB20 Подхват срабатывания РС I ступени от ненаправленного РС II ступени (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
5	XB21 Подхват действия I ступени (или II ступени с меньшей выдержкой времени) (от БК-б, от БК-м)	От БК-б
6	XB22 Действие II ступени в меньшей выдержкой времени (не предусмотрено, предусмотрено)	Не предусмотрено
7	XB23 Ускоряемая ступень ДЗ при включении выключателя (не предусмотрена, II ступень, III ступень)	II ступень
8	XB24 Контроль действия III ступени от блокировок (от БНН и БК, только от БНН)	Только от БНН
9	XB25 Ускоренный возврат БК при отключении выключателя (не предусмотрен, предусмотрен)	Предусмотрен
10	XB27 Алгоритм БК DZ/DI	DI
11	XB28 Оперативно ускоряемая ступень (I ступень, II ступень, III ступень)	II ступень

12	XB29 Контроль действия ступеней ДЗ от БНН (не предусмотрен, предусмотрен)	Предусмотрен
13	XB44 Контроль ускорения при включении выключатель от напряжения на линии (не предусмотрен, ШОН РН на линии)	Не предусмотрен
14	XB45 Контроль I ступени ДЗ на землю (от БК-б, от БК-м)	От БК-б
15	XB46 Контроль IV ступени ДЗ (от БК-б, от БК-м, нет)	От БК-б
16	XB47 Контроль V ступени ДЗ (от БК-б, от БК-м, нет)	От БК-б
17	XB41 Запрет АПВ при ОУ от ДЗ или ТНЗНП (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
18	XB42 Запрет АПВ от ускорения при включении выключателя (не предусмотрен, предусмотрен)	Предусмотрен
19	XB41 Запрет АПВ от III ступени ДЗ (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
20	XB15 Действие сигнала ВЧТО №1 (с контролем, без контроля)	Без контроля
21	XB16 Контроль от КQT при приеме ВЧТО №1 (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
22	XB17 Контроль от БК при приеме ВЧТО №1 (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
23	XB18 Контроль I(II) ступени ДЗ или реле тока IV ступени ТНЗНП при приеме ВЧТО №1 (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
24	XB19 Контроль от I(II) ступени ДЗ при приеме ВЧТО №2 (I ступень, II ступень)	II ступень

5.3 Уставки срабатывания ТНЗНП и токовой отсечки

Таблица 27- Уставки реле ТНЗНП и токовой отсечки

№	Наименование	Значение
1	Ток срабатывания I ступени ТНЗНП, А (0,05·Iном...30·Iном шаг 0,01)	3215
2	Ток срабатывания II ступени ТНЗНП, А (0,05·Iном...30·Iном шаг 0,01)	1389
3	Ток срабатывания III ступени ТНЗНП, А (0,05·Iном...30·Iном шаг 0,01)	1091
4	Ток срабатывания IV ступени ТНЗНП, А (0,05·Iном...30·Iном шаг 0,01)	45
5	Ток срабатывания V ступени ТНЗНП, А (0,05·Iном...30·Iном шаг 0,01)	18000
6	Ток срабатывания VI ступени ТНЗНП, А (0,05·Iном...30·Iном шаг 0,01)	18000
7	Ток срабатывания блокирующего РНМ, А (0,04·Iном...0,5·Iном шаг 0,01)	60
8	Ток срабатывания разрешающего РНМ, А (0,04·Iном...0,5·Iном шаг 0,01)	60
9	Напряжение срабатывания блокирующего РНМ, В (0,5...5 шаг 0,1)	2540

10	Напряжение срабатывания разрешающего РНМ, В (0,5...5 шаг 0,1)	2540
11	Коэффициент выноса ТН на линию, о.е. (0,00...0,50 шаг 0,01)	0
12	Ток срабатывания токовой отсечки, А (0,35...30·Іном шаг 0,01)	2759
13	Ток срабатывания ПО токовой отсечки при включении выключателя, А (0,35...30·Іном шаг 0,01)	18000

Таблица 28 - Уставки по времени для ТНЗНП и токовой отсечки

№	Наименование	Значение
1	DT49 Задержка на срабатывание ускорения при включении выключателя от ТНЗНП, с (0,05...5 шаг 0,01)	0,3
2	DT50 Задержка на срабатывание I ступени ТНЗНП, с (0,01...15 шаг 0,01)	0,3
3	DT51 Задержка на срабатывание II ступени ТНЗНП, с (0,05...15 шаг 0,01)	0,8
4	DT52 Задержка на срабатывание III ступени ТНЗНП, с (0,05...15 шаг 0,01)	1,3
5	DT53 Задержка на срабатывание IV ступени ТНЗНП, с (0,05...15 шаг 0,01)	1,8
6	DT59 Задержка на срабатывание V ступени ТНЗНП, с (0,05...15 шаг 0,01)	15
7	DT60 Задержка на срабатывание VI ступени ТНЗНП, с (0,01...15 шаг 0,01)	15
8	DT54 Задержка на срабатывание ускорения ТНЗНП при приеме сигнала ВЧТО №3, с (0,05...5 шаг 0,01)	0,05
9	DT55 Время ожидания при внешних повреждениях, с (0,01...0,20 шаг 0,01)	0,15
10	DT56 Задержка пуска ВЧТО №3 при реверсе мощности, с (0,01...0,20 шаг 0,01)	0,15
11	DT57 Задержка на срабатывание токовой отсечки, с (0,000...15,000 шаг 0,001)	0,05
12	DT58 Задержка на срабатывание II, III или IV ступени ТНЗНП при оперативном ускорении, с (0,05...5 шаг 0,01)	0,5
13	DT80 Продление сигнала пуска ВЧТО №3, с (0,00...0,60 шаг 0,01)	0,04
14	DT18 Задержка на срабатывание ускор. ТНЗНП от защиты парал. линии, с (0,05...5,00 шаг 0,01)	5,0

Таблица 29 - Логика работы ТНЗНП и токовой отсечки

№	Наименование	Значение
1	XB65 V ступень ТНЗНП (выведена, в работе)	Выведена
2	XB66 VI ступень ТНЗНП (выведена, в работе)	Выведена
3	XB30 Автоматический вывод направленности при срабатывании ТНЗНП (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
4	XB31 Автоматический вывод направленности в режиме ускорения при включении выключателя (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен

5	XB32 Контроль направленности I ступени ТНЗНП (предусмотрен, не предусмотрен)	Предусмотрен
6	XB33 Контроль направленности II ступени ТНЗНП (предусмотрен, не предусмотрен)	Предусмотрен
7	XB34 Контроль направленности III ступени ТНЗНП (не предусмотрен, от РНМ-р, от РНМ-р, от РМН-б)	от РНМ-р
8	XB35 Контроль направленности IV ступени ТНЗНП (не предусмотрен, от РНМ-р, от РНМ-р, от РМН-б)	от РНМ-р
9	XB39 Контроль направленности V ступени ТНЗНП (не предусмотрен, от РНМ-р, от РНМ-р, от РМН-б)	от РНМ-р
10	XB91 Направленности V ступени ТНХНП (вперед, назад)	вперед
11	XB40 Контроль направленности VI ступени ТНЗНП (не предусмотрен, от РНМ-р, от РНМ-р, от РМН-б)	от РНМ-р
12	XB92 Направленности VI ступени ТНХНП (вперед, назад)	Вперед
13	XB36 Ускоряемая ступень ТНЗНП при включении выключателя (не предусмотрена, II ступень, III ступень)	III ступень
14	XB37 Оперативно ускоряемая ступень ТНЗНП (II ступень, III ступень, IV ступень)	III ступень
15	XB38 Ускорение действия токовой отсечки при включении выключателя (не предусмотрено, предусмотрено)	Не предусмотрено
16	XB53 Отстройка V ступени ТНЗНП от БТНТ (не предусмотрена, предусмотрена)	Не предусмотрено
17	XB54 Отстройка VI ступени ТНЗНП от БТНТ (не предусмотрена, предусмотрена)	Не предусмотрено

5.4 Уставки срабатывания УРОВ

Таблица 30 - Уставки реле тока УРОВ

№	Наименование	Значение
1	Ток срабатывания реле тока УРОВ, А (0,04·Iном... 0,40·Iном шаг 0,01)	60

Таблица 31 - Уставки по времени УРОВ

№	Наименование	Значение
1	DT16 Задержка на срабатывание УРОВ, с (0,1...0,6 шаг 0,1)	0,25

Таблица 32 - Логика работы УРОВ

№	Наименование	Значение
1	XB5 Подтверждение пуска УРОВ от сигнала КQC (предусмотрено, не предусмотрено)	Предусмотрено
2	XB6 Действие УРОВ «на себя» (предусмотрено, не предусмотрено)	Предусмотрено
3	XB83 Пуск УРОВ при действии ЗНФР (предусмотрено, не предусмотрено)	Не предусмотрено

5.5 Уставки срабатывания ДФЗ

Таблица 33 - Уставки ДФЗ

№	Наименование	Значение
1	Ток срабатывания ПО по 3Io, блокирующий (0,10-1,00) Ином, А	300
2	Ток срабатывания ПО по 3Io, отключающий (0,20-2,00) Ином, А	600
3	Ток срабатывания ПО по I2, блокирующий (0,05-0,50) Ином, А	100
4	Ток срабатывания ПО по I2, отключающий (0,10-1,00) Ином, А	200
5	Ток срабатывания ПО по Iл (АВ), блокирующий (0,20-4,00) Ином, А	173
6	Ток срабатывания ПО по Iл (АВ), отключающий (0,40-8,00) Ином, А	346
7	Ток срабатывания ПО по приращению I2, блокирующий (0,04-1,50) Ином, А	70
8	Ток срабатывания ПО по приращению I2, отключающий (0,06-2,50) Ином, А	140
9	Ток срабатывания ПО по приращению I1, блокирующий (0,08-3,00) Ином, А	280
10	Ток срабатывания ПО по приращению I1, отключающий (0,12-5,00) Ином, А	560

Таблица 34 - Уставки ОМ, ОСФ

№	Наименование	Значение
1	Коэффициент К комбинированного фильтра (4,00-10,00)	4
2	Угол блокировки защиты (40-65)°	60
3	Удлиннение сигнала ВЧ приемника (0,00-2,40), мс	Определить при наладке

Таблица 35 - Уставки ИО Zот и Zотв ДФЗ

№	Наименование	Значение
1	Уставка по оси X характеристики Zот (1,000-250,000)/Ином, Ом	65,87
2	Уставка по оси R характеристики Zот (1,000-250,000)/Ином, Ом	33,06
3	Наклон характеристики Zот (45-89)°	85
4	Уставка по оси X характеристики Zотв (1,000-250,000)/Ином, Ом	65,87
5	Уставка по оси R характеристики Zотв (1,000-250,000)/Ином, Ом	33,06
6	Наклон характеристики Zотв (45-89)°	85

Таблица 36 - Уставки времени ДФЗ

№	Наименование	Значение
1	DT3 Задержка сигн. отключения (0,001-0,15)с	0,02

Таблица 37 - Логика работы ДФЗ

№	Наименование	Значение
1	XB1 Работа на ВЛ с ответвлениями (предусмотрена/ не предусмотрена)	Не предусмотрена
2	XB2 Работа в сети с тяговой нагрузкой (предусмотрена/ не предусмотрена)	Не предусмотрена
3	XB7 Пуск ВЧ при выводе защиты (предусмотрен/ не предусмотрен)	Предусмотрен
4	XB8 Сигнализация пуска на отключение (предусмотрена/ не предусмотрена)	Предусмотрена
5	XB9 ПО DI (выведен/ в работе)	В работе
6	XB10 ПО Io (выведен/ в работе)	В работе
7	XB61 Запрет пуска ВЧ от МЗЛ (предусмотрен/ не предусмотрен)	Не предусмотрен
8	XB84 Блокировка режима с ответвлениями (не предусмотрена/ при неисправности цепей U)	Не предусмотрена
9	XB96 Перевод ВЧ защиты на сигнализацию (предусмотрен/ не предусмотрен)	Не предусмотрен

Таблица 38 - Совместная работа с ДФЗ-201 (504)

№	Наименование	Значение
1	XB99 Совместная работа с другими МП ДФЗ (предусмотрена/ не предусмотрена)	Предусмотрен
2	XB11 Совместная работа с электромех. ДФЗ (предусмотрена/ не предусмотрена)	Не предусмотрена
3	XB13 Тип электромеханической ДФЗ (ДФЗ-201/ ДФЗ-504)	ДФЗ-201
4	XB14 Инверсия выхода ОМ (предусмотрена/ не предусмотрена)	Определить при наладке
5	Доворот (I1+kI2)на угол (ДФЗ-201) (5°, 0°, -5°, -10°, -15°)	Определить при наладке
6	Доворот (I1+kI2)на угол (ДФЗ-504) (-30,00 – 30,00)°	Определить при наладке

5.6 Уставки срабатывания ДЗТ

Таблица 39 – Результаты расчета ДЗТ

Наименование величины	Значение для стороны		
	220 кВ	110 кВ	6 кВ
Первичный рабочий ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	158,144	316,288	6026
Схема соединения обмоток ТТ	Д	У	У
Коэффициент трансформации ТТ	200/5	400/5	6000/5
Вторичный ток в	6,848	6,848	3,789

плечах защиты, соответствующий номинальному току трансформатора, А			
--	--	--	--

Таблица 40 – Результаты расчета ДЗТ

Наименование величины	Значение
1	2
Ток срабатывания реле на основной стороне, А	26,707
Число витков обмотки НТТ реле для основной стороны	7
Число витков обмотки НТТ реле для стороны НН	12
Число витков уравнивающей обмотки НТТ реле для стороны НН	0
Число витков тормозной обмотки НТТ реле	1

Все рассчитанные нами уставки срабатывания находятся в допустимых пределах панельных значений выбранных нами терминалов; проходят по чувствительности и могут быть приняты к установке.

6 СЕТЕВАЯ АВТОМАТИКА

6.1 Автоматический ввод резерва (АВР)

Установка устройств АВР предусматривает восстановление питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания в случае отключения основного источника питания, во избежание полного обесточивания электроустановок потребителя. Кроме этого, устройства АВР должны предусматриваться и для автоматического включения резервного оборудования при отключении рабочего оборудования, в результате которого может произойти нарушение нормального технологического процесса.

Устройство АВР, как правило, должно обеспечивать возможность его действия при исчезновении напряжения на шинах питаемого элемента, не зависимо от того, какой причиной оно вызвано, в том числе КЗ на этих шинах.

При выполнении АВР должна исключаться возможность действия АВР на включение потребителей, отключенных устройствами АЧР. Для этого необходимо применять специальные мероприятия (например, блокировка по частоте).

В связи с выше перечисленными условиями на подстанции предусматривается следующий объем автоматизации:

- АВР на секционных выключателях 35, 10 кВ;
- АВР на шинах 0.4 кВ собственных нужд;
- АПВ на линиях 10 и 35 кВ.

6.2 Автоматическое повторное включение (АПВ)

Устройство АПВ применяются на воздушных и смешанных (воздушно-кабельных) линиях напряжением 1000 В и выше; на шинах ЭС и ПС, оборудованных специальной защитой; на понижающих трансформаторах мощностью более 1000 кВА, имеющих с питающей стороны МТЗ, в тех случаях, когда отключение трансформатора приводит к обесточению потребителей; на обходных и шиносоединительных выключателях и на ответственных электродвигателях, отключаемых по условию самозапуска других двигателей.

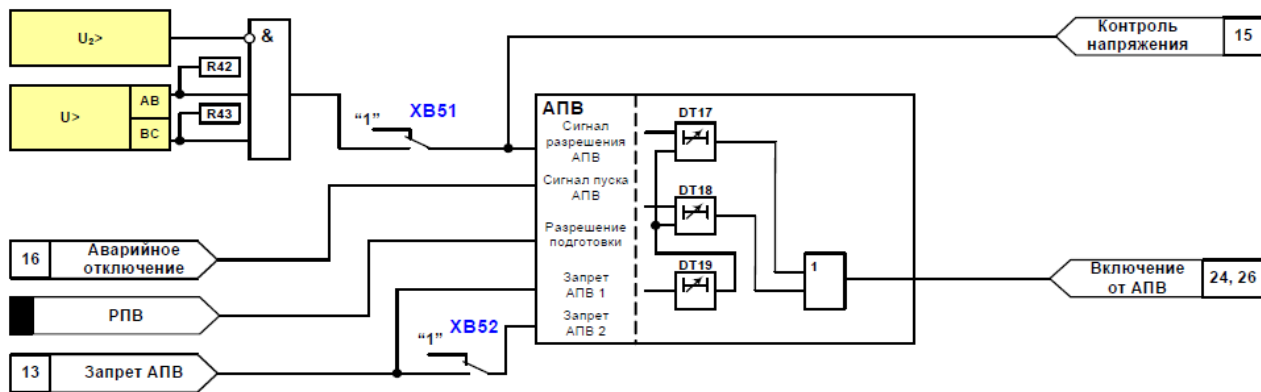


Рисунок 6 – Схема АПВ

Сущность АПВ состоит в том, что элемент системы электроснабжения, отключившийся под действием релейной защиты (РЗ), вновь включается под напряжение (если нет запрета на повторное включение) и если причина, вызвавшая отключение элемента, исчезла, то элемент остается в работе, и потребители получают питание практически без перерыва. К наиболее частым причинам, вызывающим неустойчивые повреждения элементов системы электроснабжения, относят перекрытие изоляции линий при атмосферных перенапряжениях, схлестывание проводов при сильном ветре или пляске, замыкание линий различными предметами, отключение линий или трансформаторов вследствие кратковременных перегрузок или неизбежного срабатывания РЗ, ошибочных действий дежурного персонала и т. д.

Выдержку времени устройства АПВ на линии с двусторонним питанием выбирают с учетом возможного одновременного отключения повреждения с обоих концов линии. С целью повышения эффективности АПВ однократного действия его выдержку времени увеличивают, если это допускает работа потребителя.

На одиночных линиях с двусторонним питанием (при отсутствии шунтирующих связей) предусматривают один из следующих видов трехфазного АПВ (или их комбинации): а) быстродействующее ТАПВ (БАПВ); б) несинхронное АПВ (НАПВ); в) АПВ с улавливанием синхронизма (АПВ УС).

Быстродействующее АПВ или БАПВ (одновременное включение с минимальной выдержкой времени с обоих концов) предусматривают на одиночных линиях с двусторонним питанием для автоматического повторного включения, как правило, при небольшом расхождении угла между векторами ЭДС соединяемых систем. БАПВ блокируется при срабатывании резервных защит и блокируется или задерживается при работе УРОВ.

Устройства АПВ формируют команду на отключение с выдержкой времени:

$$t_{АПВ-1} \geq t_{д.с.} - t_{вкл.О} + \Delta t ,$$

(44)

где $t_{д.с.}$ - время деионизации среды, примерно равное 0,3 сек.;

$t_{вкл.О}$ - время включения выключателя (для выключателя Alstom равно 0,023 сек.);

$$t_{АПВ-1} \geq 0,3 - 0,023 + 0,5 \text{ сек.}$$

Применение АПВ в распределительных сетях позволило также широко использовать подстанции 35—110 кВ, выполненные без выключателей на стороне высшего напряжения. В этих случаях выключатели и АПВ устанавливаются только на питающих линиях со стороны головного участка сети.

На линии 220 кВ “ПС Сиваки – ПС Ключевая” принимаем к установке АПВ однократного действия, АПВ двукратного действия не рассматриваем в виду отсутствия данных о составе особых потребителей. АПВ устанавливаем со стороны ПС Сиваки и со стороны ПС Ключевая, так как линия имеет два ИП.

6.3 Устройство резервирования отказов выключателя (УРОВ)

Назначение устройства:

В процессе эксплуатации электрооборудования могут иметь место случаи отказа в отключении выключателей при действии устройств релейной защиты. При этом при отсутствии УРОВ ликвидация КЗ на поврежденном присоединении происходит действием резервных защит на смежных элементах с большими выдержками времени с последующим АПВ. Как следствие, происходит отключение большого числа присоединений с возможностью нарушения динамической устойчивости данного узла энергосистемы. При наличии УРОВ, в случае отказа выключателя при КЗ на присоединении, ликвидация этого КЗ происходит отключением минимального числа выключателей на шинах, где расположен отказавший выключатель со временем порядка 0,3 секунды и с запретом АПВ отключенных действием УРОВ присоединений. В этом случае нарушения динамической устойчивости не происходит. УРОВ является одними из устройств ближнего резервирования.

Краткое описание устройства:

Несколько лет назад схемы УРОВ применялись в основном на присоединениях классов напряжения 110 кВ и выше. Однако, в последние годы, в основном в связи с вводом в эксплуатацию микропроцессорных устройств РЗА схемы УРОВ применяются и на присоединениях классов напряжения 6–10–35 кВ.

Схемы УРОВ действуют по следующему принципу. При возникновении повреждения и срабатывании устройств релейной защиты один из контактов выходного реле защиты дает команду на отключение

выключателя присоединения, на котором произошло КЗ. Другой контакт этого реле действует на пуск схемы УРОВ. В схеме УРОВ имеется контроль тока присоединений и выдержка времени.

Если выключатель присоединения, на котором произошло КЗ исправен, то при отключении выключателя реле контроля тока фиксирует исчезновение тока и реле выдержки времени не действует. Схема УРОВ при этом не срабатывает.

Если выключатель присоединения, на котором произошло КЗ не отключился при действии устройств релейной защиты, реле контроля тока фиксируют наличие тока КЗ, протекающего через отказавший выключатель и реле выдержки времени УРОВ начинает отсчитывать выдержку времени (0,25–0,35 секунд). Если по истечению этого времени выключатель не отключился (т. е. ток через него не прекратился), срабатывает схема УРОВ.

Выходные реле УРОВ действуют на отключение всех выключателей смежных с отказавшим. В зависимости от конкретной схемы распреедустройства УРОВ иногда может действовать по цепям ДЗШ. При действии УРОВ происходит, как правило, запрет АПВ присоединений, отключенных действием УРОВ.

При возникновении КЗ на линии и отказе ее выключателя при наличии на линии основной быстродействующей защиты, использующей в своем составе ВЧ посты УРОВ действует на остановку передатчиков ВЧ постов этой защиты для ускорения отключения линии с противоположной стороны. При использовании на линии в качестве основной защиты ДЗЛ УРОВ действует на подрыв соединительных проводов ДЗЛ также для ускорения отключения линии с противоположной стороны. Если на линии установлена аппаратура передачи команд телеотключения (аппаратура типов ВЧТО, АНКА–АВПА, АКПА и др.) одна из команд (чаще всего – 1-я команда) используется для передачи команды действия УРОВ на противоположный конец линии. На противоположном конце линии эта команда действует на отключение выключателя с запретом АПВ.

При отказе выключателя трансформатора (автотрансформатора) УРОВ действует на выходные реле основных защит трансформатора (автотрансформатора) на отключение всех его выключателей с запретом АПВ.

При КЗ на шинах, действии ДЗШ и отказе выключателя линии схема УРОВ действует на останов ВЧ передатчика основной защиты линии (или на подрыв проводов защиты ДЗЛ) для ускорения отключения линии с противоположной стороны. При КЗ на шинах, действии ДЗШ и отказе выключателя трансформатора (автотрансформатора) схема УРОВ действует на отключение всех выключателей трансформатора (автотрансформатора) с запретом АПВ.

При КЗ на одной из систем шин, действии ДЗШ и отказе междушинного выключателя (МШВ) схема УРОВ действует на отключение выключателей другой системы шин по цепям ДЗШ с запретом АПВ.

Некоторые схемы УРОВ имеют цепи опережающего действия. Если при КЗ на присоединении и действии соответствующего устройства релейной защиты оказался неисправным контакт выходного реле защиты, дающий команду на отключение выключателя, для исключения ложного действия схемы УРОВ цепь отключения выключателя дублируется контактом выходного реле защиты, запускающим схему УРОВ. Это дублирование называется опережающее действие УРОВ.

7 МОЛНИЕЗАЩИТА

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молнией в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто применяют стержневые молниеотводы, тросовые используют в основном для защиты длинных и узких сооружений. Защитное действие молниеотвода в виде сетки, накладываемой на защищаемое сооружение, аналогично действию обычного молниеотвода.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое здание, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми, своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5% и выше, а типа Б — 95% и выше.

Здания и сооружения, относящиеся к I категории, подлежат обязательной молниезащите. Зона защиты должна обладать степенью надежности 99,5% и выше (зона А) [11].

Общая схема решения задачи: производится количественная оценка вероятности поражения молнией защищаемого объекта, расположенного на равнинной местности с достаточно однородными грунтовыми условиями на площадке, занятой объектом, т. е. определяется ожидаемое число поражений молнией в год защищаемого объекта. В зависимости от категории устройства молниезащиты и полученного значения ожидаемого числа поражений молнией в год защищаемого объекта определяется тип зоны защиты. Рассчитываются взаимные расстояния между попарно взятыми молниеотводами и производятся вычисления параметров зон защиты на заданной высоте от поверхности земли.

В зависимости от типа, количества и взаимного расположения молниеотводов зоны защиты могут иметь самые разнообразные геометрические формы. Оценка надежности молниезащиты на различных высотах производится проектировщиком, который в случае необходимости уточняет параметры молниезащитного устройства и решает вопрос о необходимости дальнейшего расчета.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений заключается в определении границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h < 150$ м представляет собой круговой конус, который в зависимости от типа зоны защиты характеризуется следующими габаритами:

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода в плане графически изображается окружностью соответствующего радиуса. Центр окружности находится в точке установки молниеотвода.

Зона защиты двойного стержневого молниеотвода высотой до 150 м при расстоянии между молниеотводами, равном L , изображена на рис. 7. Из

рисунка видно, что зона защиты между двумя стержневыми молниеотводами имеет значительно большие размеры, чем сумма зон защиты двух одиночных молниеотводов. Часть зоны защиты между стержневыми молниеотводами в сечении, проходящем через оси молниеотводов, является совместной (рис. 7), а остальные ее части называются торцевыми.

Определение очертаний торцевых частей зоны защиты выполняется по расчетным формулам, используемым для построения зоны защиты одиночных молниеотводов.

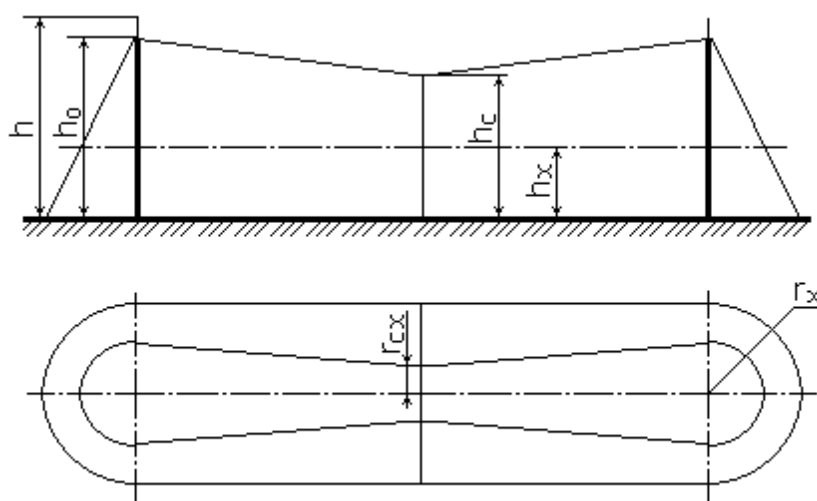


Рисунок 7 - Зоны защиты двойного стержневого молниеотвода

В плане торцевые части представляют собой полуокружности радиусом r_0 или r_x , которые ограничиваются плоскостями, проходящими через оси молниеотводов перпендикулярно линии, соединяющей их основания.

Совместная часть зоны защиты ограничивается сверху ломаной линией, которую можно построить по трем точкам: две из них лежат на молниеотводах на высоте h_0 , а третья расположена посередине между ними на высоте h_c .

Основным условием наличия совместной зоны защиты двойного стержневого молниеотвода является выполнение неравенства $r_{cx} > 0$. В этом случае конфигурация совместной зоны защиты в плане представляет собой

две равнобедренные трапеции, имеющие общее основание длиной $2r_{cx}$, которое лежит посередине между молниеотводами.

Объекты, расположенные на достаточно большой территории, защищаются несколькими молниеотводами (многократный молниеотвод). Для определения внешних границ зоны защиты многократных молниеотводов используются те же приемы, что и для одиночного или двойного стержневых молниеотводов. При этом для расчета и построения внешних очертаний зоны молниеотводы берут попарно в определенной последовательности. Основным условием защищенности одного или группы сооружений высотой h_x с надежностью, соответствующей зонам защиты А и Б, является выполнение неравенства $r_{cx} > 0$ для всех попарно взятых молниеотводов.

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данном разделе проекта рассматриваются вопросы, касающиеся безопасности проведения мероприятий по модернизации РЗиА ПС Сиваки напряжением 220/110/6 кВ, оценки влияния данной подстанции на окружающую среду, обеспечения пожарной безопасности, как в ходе модернизации подстанций, так и в процессе эксплуатации.

8.1 Безопасность проекта

При проектировании новых электрических подстанций, а также при создании проектов реконструкции уже существующих подстанций обеспечение безопасности при осуществлении проектов и в ходе дальнейшей эксплуатации энергообъектов является обязательным требованием.

При монтаже и модернизации подстанций, при осмотрах, ремонтах и ревизиях необходимо соблюдать «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок». При выполнении строительных и монтажных работ в действующих электроустановках должны соблюдаться требования строительных норм и правил, регламентирующих технику безопасности в строительстве.

При производстве всего комплекса строительного-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением подъёмных сооружений, транспортных

средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительного-монтажных работ, выполняемых в ходе реконструкции, должны соответствовать требованиям, предусмотренным в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Работы вблизи оборудования, находящегося под напряжением, должны выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от токоведущих частей машин и аппаратов, находящихся под напряжением, до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

Работы вблизи действующего оборудования, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда-допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

Подъёмные сооружения предназначенные для выполнения строительных и грузоподъемных работ, должны обладать достаточной грузоподъемностью, обеспечивающей безопасное выполнение работ. При подъеме должны соблюдаться «Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъёмные сооружения».

Безопасность при перемещении грузов и производстве строительного-монтажных работ самоходными кранами обеспечивают лица, ответственные за эти работы.

Категорически запрещается [18]:

- а) допускать к работе на подъёмных сооружениях работников, не имеющих документов для работы на этих сооружениях;
- б) работать на подъёмных сооружениях, имеющих неисправности;
- в) пользоваться неисправными стропами и грузозахватными средствами, не имеющими бирок с указанием срока проверки;

г) поднимать груз, находящийся в стороне от свободно висящего крюка, а также превышающий грузоподъемность подъёмного сооружения;

д) выполнять работы под линиями электропередачи;

е) выполнять работы вблизи установок, находящихся под высоким напряжением, без оформления наряда-допуска.

Перед подъемом элементов и блоков подстанции необходимо проверить состояние болтовых соединений и наличие раскрепления всех частей, так как на этом элементе (блоке) могут оказаться другие конструкции, которые были вложены на период хранения.

Обеспечение безопасности при выполнении электромонтажных и сварочных работ:

перед началом работы нужно проверить исправность механизмов и приспособлений, инструмента, лестниц и т.п.;

транспортировка и подъем электрических аппаратов, колонок изоляторов должны быть полностью механизированы;

на высоте выше 2 метров работы должны выполняться с применением стремянок и лестниц, а при высоте более 4 метров – только с лесов или со специальных механизмов, работать под настилами запрещается;

приступая к сварным работам, необходимо проверить исправность аппаратуры, изоляцию сварных проводов и электродержателя, надежность всех контактных соединений;

выполнять сварку под открытым небом во время дождя и грозы запрещается;

основным мероприятием по защите от поражения электрическим током во время работы с электроинструментом является защитное заземление.

8.2 Экологичность

8.2.1 Расчет маслоприемников

На модернизируемой ПС Сиваки 220/110/6 кВ установлены два силовых автотрансформатора АДЦТН–63000/220. Приведем расчет маслоприемника с отводом масла для автотрансформатора АДЦТН-

63000/220/110/6, габариты которого следующие: Длина автотрансформатора $A = 6,8$ м, ширина $B = 4,8$ м, высота $H = 6,4$ м [15].

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными конструкции и закрываются металлической решеткой, поверх которой должен быть слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня с частицами от 30 до 70 мм. Уровень всего масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Должны выполняться следующие требования:

а) габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на 1,5 м [18];

б) объем маслоприемника с отводом масла должен быть рассчитан на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор. Маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическими стационарными устройствами и гидрантами на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50 % масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч.;

в) устройство маслоприемника должно исключать переток масла и воды из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и др. подземным сооружениям, распространение пожара;

ТМ не только является источником пожарной опасности, но и может причинить вред окружающей среде. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслонаполненных силовых трансформаторов должны быть выполнены маслоприемники и маслосборники.

Зная массу масла в трансформаторе: $m = 23,2$ т и его плотность: $\rho = 880$ кг/м³, можно определить объем V , который будет занимать это количество масла:

$$V_{\text{м.л.}} = \frac{m}{\rho} = \frac{23200}{880} = 26,36 \text{ м}^3 \quad (45)$$

Зная объем, который занимает масло можно определить площадь, отводимую под маслоприемник и высоту маслоприемника. Величина Δ – показывает, на сколько габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного электрического оборудования, в данном случае трансформатора (рисунок 8). При массе трансформаторного масла от 10 до 50

$\Delta = 1,5$
т величина м.

Площадь маслоприёмника определяется по формуле:

$$S_{\text{МП}} = (A + 2\Delta) \cdot (B + 2\Delta) = \dots \quad (46)$$

$$S_{\text{м.л.}} = (6,8 + 3) \cdot (4,8 + 3) = 76,44 \text{ м}^2$$

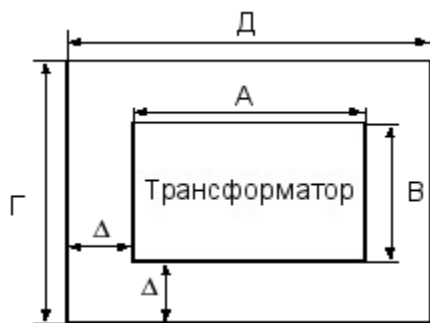


Рисунок 8 – Габариты маслоприёмника

Так как масса масла в автотрансформаторах АТДЦТН–63000/220/110/6 равна 23,2 т [15], что больше 20 т, то маслоприемники под трансформаторы выполняются с отводом масла [18].

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м.

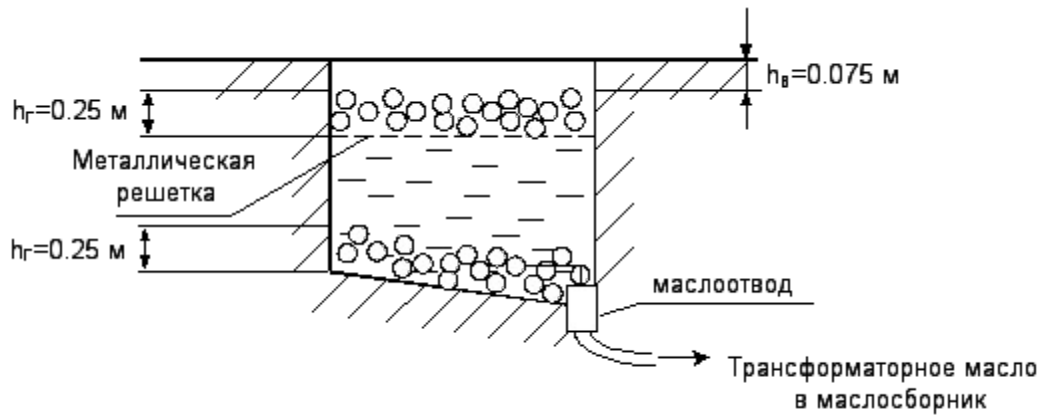


Рисунок 9 – Схема грунта

Верхний уровень гравия (щебня) должен быть не менее чем на 75 мм ниже уровня окружающей планировки (при устройстве маслоприемников без бортовых ограждений).

Дно маслоприемника (заглубленного и незаглубленного) должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону маслоборника и быть засыпано чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Высота маслоприемника рассчитывается по формуле:

$$h_{м.п.} = h_{г.} + h_{г.} + h_{т.м.} \quad (47)$$

где $h_{МП}$ – глубина маслоприемника;

$h_{Г}$ – толщина щебня;

$h_{В}$ – воздушный зазор.

$$h_{m.m.} = \frac{V_{m.m.}}{S_{m.n}} = \frac{26,36}{76,44} = 0,35 \text{ м} \quad (48)$$

$$h_{m.n.} = 0,075 + 0,25 + 0,35 = 0,675 \text{ м}$$

Через маслоотвод трансформаторное масло уходит в маслосборник.

Произведем расчет маслосборника.

Так как маслосборник должен вмещать полный объем масла трансформатора, а также 80% воды от средств пожаротушения, то рассчитаем сначала объем воды от средств пожаротушения.

Площадь боковых поверхностей трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot (a + b) \cdot h \quad (49)$$

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot (6,8 + 4,8) \cdot 6,4 = 148,48 \text{ м}^2$$

Объем воды, необходимый для тушения пожара трансформатора, определяется по формуле:

$$V_{\text{ВОДЫ}} = K_{\text{П}} \cdot (S_{\text{МП}} + S_{\text{БПТ}}) \quad (50)$$

где $K_{\text{П}}$ – интенсивность пожаротушения; л/сек·м². Равна $0,2 \cdot 10^{-3}$;

t – нормативное время пожаротушения, сек. Равно 1800;

$S_{МП}$ – площадь маслоприемника, m^2 ;

$S_{БПТ}$ – площадь боковых поверх ностей трансформатора, m^2 .

Таким образом:

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (76,44 + 148,48) = 80,97 \text{ м}^3$$

Объем маслоприемника для приема 100 % масла и 80 % воды определяется по формуле:

$$V_{\text{м.с.}} = V_{\text{т.м}} + 0,8 \cdot V_{\text{воды}} \tag{51}$$

$$V_{\text{м.с.}} = 26,36 + 0,8 \cdot 80,97 = 91,136 \text{ м}^3$$

При расчете основных размеров маслоприёмника мы получили следующие параметры: длина – 9,8 м; ширина – 7,8 м; площадь – 76,44 m^2 ; объём масла – 26,36 m^3 ; глубина – 0,925 м. Объем маслосборника - 91,136 m^3 .

8.3 Чрезвычайные ситуации

В процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования могут возникать различные непредвиденные ситуации, которые могут привести к тяжелым последствиям. Одной из самых опасных ситуаций является возникновение пожара на подстанции.

Наличие на подстанциях маслonaполненного оборудования требует специальных противопожарных мероприятий и принятия особых мер при пожаре. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара

при повреждениях трансформаторов в соответствии с ПУЭ на реконструируемых подстанциях устроены все необходимые маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

В пределах бортовых сооружений маслоприемника гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии. При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприемнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

Для уменьшения нагрева прямыми лучами солнца трансформаторы, реакторы и конденсаторы наружной установки должны окрашиваться в светлые тона красками, стойкими к атмосферным воздействиям и воздействию масла.

Рассматриваем обеспечение пожарной безопасности на подстанции 220/110/6 кВ «Сиваки».

Класс пожара на ПС «Сиваки» можно отнести к классу Е – пожары, связанные с горением электроустановок. Поэтому на подстанции необходимо принять к установке пожарные щиты типа ЩП-Е, т.е. щит пожарный для очагов пожара класса Е. Пожарные щиты комплектуются первичными средствами пожаротушения, немеханизированными пожарным инструментом и инвентарем. На модернизируемой подстанции «Сиваки» пожарный щит ЩП-Е должен быть оснащен [17]:

а) Порошковым огнетушителем (ОП) 10/9 (емкость, л/масса огнетушащего состава, кг). Рекомендуется устанавливать один огнетушитель данного вида, но при его отсутствии и при соответствующем обосновании допускается устанавливать два огнетушителя ОП 5/4;

б) Углекислотным огнетушителем (ОУ) 5/3 (емкость, л/масса огне-тушащего состава, кг) в количестве двух. Этот вид огнетушителей используется для тушения электроустановок, находящихся под током;

в) Крюком с деревянной рукояткой. В комплект щита входит один крюк;

г) Комплектом для резки электропроводов, в который входят ножницы, диэлектрические боты и коврик. Предусматривается один комплект для ЩП-Е;

д) Асбестовым полотном, грубошерстной тканью или войлоком (1 шт.) Асбестовые полотна, грубошерстные ткани или войлок должны быть размером не менее 1×1 м и предназначены для тушения пожара веществ и материалов на площади не более 50% от площади применяемого полотна, горение которых не может происходить без доступа воздуха. Асбестовое полотно, грубошерстные ткани или войлок должны храниться в водонепроницаемых закрывающихся футлярах. Указанные средства должны не реже одного раза в 3 месяца просушиваться и очищаться от пыли;

е) Лопатой совковой в количестве одной;

ж) Ящиком с песком (1 шт.).

Успех быстрой локализации и ликвидации пожара в его начальной стадии зависит от наличия первичных средств тушения пожара и умения пользоваться ими. Основными огнегасительными средствами и веществами являются вода, пена, песок, инертные газы, сухие (твёрдые) огнегасительные вещества, войлочные и асбестовые полотна.

Для размещения первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и пожарного инвентаря в производственных и складских помещениях, не оборудованных внутренним противопожарным водопроводом и автоматическими установками пожаротушения, а также на территории предприятий (организаций), не имеющих наружного противопожарного водопровода, или при удалении зданий (сооружений), наружных технологических установок этих предприятий на расстояние более 100 м от наружных пожарных водопроводов, должны оборудоваться пожарные щиты.

Песок используем для тушения небольших очагов воспламенения кабелей, электропроводки и горючих жидкостей: мазута, масла, красок и т.п. Хранят его в ящиках вместе с лопатой. На ОРУ ящики с песком ставим у трансформаторов. Ящики вместимостью 0,5 м³. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым [15].

Бочки для хранения воды, устанавливаемые рядом с пожарным щитом, должны иметь объем не менее 0,2 м³ и комплектоваться ведрами [15].

Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие отопительных и нагревательных приборов и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Для указания местонахождения первичных средств тушения пожара устанавливаем знаки по действующему государственному стандарту на видных местах.

Регулярный контроль за содержанием, поддержанием хорошего эстетического вида и постоянной готовностью к действию первичных средств тушения пожара ПС «Сиваки» должны осуществлять назначенные для этого лица, а также работники объектовой пожарной охраны и члены добровольных пожарных формирований объекта.

Порядок обслуживания и применения огнетушителей должен соответствовать техническим условиям предприятий-изготовителей, а также требованиям “Типовой инструкции по содержанию и применению первичных средств пожаротушения на объектах энергетической отрасли”.

Применять средства тушения пожара для каких-либо других целей запрещается.

Так как автотрансформаторы АТДЦТН-63000/220/110/6 установлены на открытом воздухе, то между ними необходимо установить разделительные перегородки. Разделительные перегородки должны иметь предел огнестойкости не менее 1,5 ч, ширину не менее ширины маслоприемника (гравийной подсыпки) и высоту не менее высоты вводов высшего

напряжения. Перегородки устанавливаем за пределами маслоприемника. Расстояние в свету между трансформаторами и перегородкой должно быть не менее 1,5 м

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы над выпускной квалификационной работой был выполнен следующий объем работ:

- произведен расчет токов КЗ и произведена проверка оборудования.

- была произведена установка современных шкафов релейной защиты на базе микропроцессорных терминалов, а также закреплены и дополнены знания по РЗА.

- произведен расчет уставок срабатывания, определены коэффициенты чувствительности и время срабатывания защиты линии. Обосновано применение микропроцессорных устройств защиты.

- рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при производстве работ в эксплуатации оборудования, вопросы охраны окружающей среды и основные противопожарные мероприятия.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Блок, В.М. Электрические системы и сети : учебное пособие / В.М. Блок. – М. : Высшая школа, 1986. – 430 с.

- 2 Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов : учебное пособие / В. М. Блок, Г. К. Обушев. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : «Высшая школа» 1990. - 383 с.
- 3 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник Т.3 / В. Г. Герасимов, П.Г. Грудинский, В.А. Лабунцов. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.
- 4 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учебник для вузов / В.И. Идельчик – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
- 5 Лыкин, А.В. Электрические системы и сети : учебное пособие / А.В. Лыкин. – Новосибирск : Изд – во НГТУ, 2002. – 248 с.
- 6 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций : учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2007. - 608 с.
- 7 Мясоедов, Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций : учебное пособие / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. – Благовещенск : Издательство АмГУ, 2002. – 142 с.
- 8 Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети : проектирование / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. – 2-е изд., испр. и доп. – Мн.: «Высшая школа», 1988. – 308 с.
- 9 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей : справочник / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
- 10 Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах : учебное пособие / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Б. : Издательство АмГУ, 1999. – 238 с.
- 11 Базуткин, В.В. Изоляция и перенапряжения в электрических системах / В.В. Базуткин, В.П. Ларионов, Ю.С. Пинталь. – М. : Энергоатомиздат, 1986.
- 12 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И. : Энергоатомиздат, 2002.

- 13 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения : учебное пособие / В.А. Андреев. – М : «Высшая школа», 1991.
- 14 РД 34.03.301. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. – СПб. : Издательство Деан, 2001.
- 15 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – СПб. : Издательство «Деан», 2000. – 352 с.
- 16 Сибикин, Ю.Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий : учебное пособие / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М. : ПрофОбр – Издат, 2002. – 432 с.
- 17 СН 14278-т1 «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ».
- 18 Корнилович, О.П. Правила техники безопасности при электромонтажных и наладочных работах : справочник электромонтажника / О.П. Корнилович. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 240 с.
- 19 Красник, В.В. Эксплуатация электрических подстанций и распределительных устройств : учебное пособие / В.В. Красник. – М. : ЭНАС, 2011. – 320 с.
- 20 МинЭнерго [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 22.07.2008. – Режим доступа : <http://minenergo.gov.ru>. – 20.05.2016
- 21 Баков, Ю.В. Проектирование электрической части электростанций с применением ЭВМ : учеб. пособие для вузов / Ю.В. Баков. — М. : Энергоатомиздат, 2008.— 272 с.
- 22 Костин, В.Н. Оптимизационные задачи электроэнергетики : учеб. пособие. / В.Н. Костин. - СПб. : СЗТУ, 2006. - 120 с.
- 23 Рожков, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций : учеб. пособие / Л.Д. Рожков, В.С. Козулина. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 648 с.
- 24 Рокотян, С.С. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Рокотяна, С.С., Шапиро И.М. – М. : Энергоатомиздат, 2005. – 352 с.

25 Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах : учеб. пособие / С.А. Ульянов. - М. : Энергия, 2009. – 188 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчеты в ПВК MathCad 15

1. Расчет недостающих параметров защищаемой линии:

$$K_{\text{ТТ}} := \frac{1000}{5} \quad K_{\text{ТН}} := \frac{220000}{100}$$

$$K_{\text{ТС}} := \frac{K_{\text{ТН}}}{K_{\text{ТТ}}} = 11$$

2. Расчет защиты ВЛ 220 кВ Сиваки-Ключевая

2.1 Расчет ДЗ со стороны ПС 220 кВ Сиваки:

Расчет 1 степени ДЗ

Отстройка от КЗ на шинах подстанции, примыкающей к противоположному концу линии, а также с учетом автотр-ра:

$$Z_{\text{Л.1}} := 34.18 \text{ Ом} \quad Z_{\text{Тр}} := 269.72 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{ср.1}} := 0.85 \cdot Z_{\text{Л.1}} = 29.053 \text{ Ом} \quad Z_{\text{ср.1}} := 0.85 \cdot (Z_{\text{Л.1}} + Z_{\text{Тр}}) = 258.315 \text{ Ом}$$

Выбираем наименьшее, принимаем $Z_{\text{ср.1}} := 29.05 \text{ Ом}$

Расчет 2 степени ДЗ

Согласование с 1 степенью ДЗ:

$$K_{\text{Т}} := 1 \quad Z_{\text{Л.2}} := 38.12 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{ср.И}} := 0.85 \cdot Z_{\text{Л.1}} + \frac{0.66}{K_{\text{Т}}} \cdot Z_{\text{Л.2}} = 54.21 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{ср.И}} := 0.85 \cdot Z_{\text{Л.1}} + \frac{0.78}{K_{\text{Т}}} \cdot Z_{\text{ср.1}} = 51.71 \text{ Ом}$$

Отстройка от КЗ на шинах низшего (среднего напряжения) предыдущей ПС:

$$Z_{\text{ср.И}} := 0.85 \cdot \left(Z_{\text{Л.1}} + \frac{Z_{\text{Тр}}}{K_{\text{Т}}} \right) = 258.315 \text{ Ом}$$

Выбираем наименьшее, принимаем $Z_{\text{ср.И}} := 51.71 \text{ Ом}$

Проверка чувствительности:

$$Z_{\text{КЗ}} := Z_{\text{Л.1}} = 34.18 \text{ Ом}$$

$$K_{\text{ч}} := \frac{Z_{\text{ср.И}}}{Z_{\text{КЗ}}} = 1.513$$

$K_{\text{ч}}$ более 1.2 ,окончательно принимает уставку: $Z_{\text{ср.И}} := 51.71 \text{ Ом}$

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчеты в ПВК MathCad 15

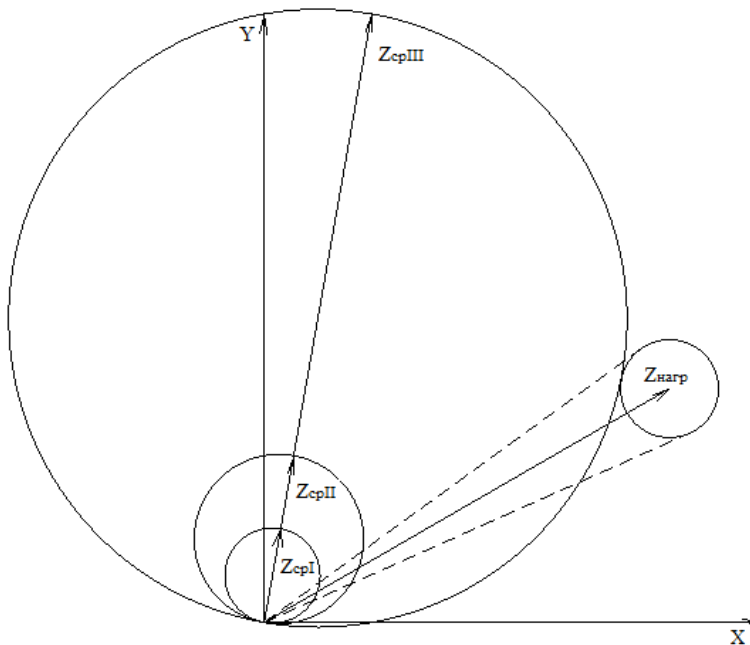
Расчет 3 ступени ДЗ

Расчет зоны срабатывания 3 ступени ДЗ произведем графическим способом. Для этого необходимо построить графическую характеристику срабатывания ДЗ для 1 и 2 ступеней:

$$Z_{\text{ар. I}} := 29.05 \text{ Ом} \quad \phi_{\text{мч}} := 80 \quad \phi_{\text{раб}} := 30 \text{ град} \quad U := 220 \cdot 10^3 \text{ В}$$

$$Z_{\text{ар. II}} := 51.71 \text{ Ом} \quad \phi_{\text{нагр}} := \phi_{\text{раб}} \quad I_{\text{раб. max}} := 1000 \text{ А}$$

$$Z_{\text{нагр}} := \frac{0.8U}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{раб. max}}} = 101.614 \text{ Ом}$$



Графически, значение уставки 3 ступени ДЗ получилось:

$$Z_{\text{ср. III}} := 137 \text{ Ом}$$

Проверка чувствительности:

$$Z_{\text{кз}} := Z_{\text{л.1}} + Z_{\text{л.2}} = 72.3 \text{ Ом}$$

$$K_{\text{ч}} := \frac{Z_{\text{ср. III}}}{Z_{\text{кз}}} = 1.895$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчеты в ПВК MathCad 15

Коэффициент чувствительности должен быть больше или равен 1,2.
Так как наше значение удовлетворет условию, то принимаем данную уставку.

2.2 Расчет ТЗНП со стороны ПС 220 кВ Сиваки

Расчет 1 ступени РТНП:

Отстройка от КЗ на землю на шинах ПС Ключевая

$I_{0.конц} := 7390 \text{ А}$ - устроенный ток нулевой последовательности, протекающий в защите ПС Сиваки при КЗ на шинах ПС Ключевая

$K_{отс} := 1.3$ - коэффициент отстройки

$$Z_{экв} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{0.конц}} = 17.18 \text{ Ом}$$

$$I_{0.кз} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{л.1} + Z_{экв})} = 2.473 \times 10^2 \text{ А}$$

$$I_{сз.1} := K_{отс} \cdot I_{0.кз} = 3.215 \times 10^2 \text{ А}$$

Расчет 2 ступени РТНП:

Согласование с 1 ступенью защиты следующей ВЛ:

$I_{0.конц} := 1211 \text{ А}$ - устроенный ток нулевой последовательности, протекающий в защите ПС Ключевая при КЗ на шинах ПС Чалганы

$$Z_{экв} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{0.конц}} = 104.88 \text{ Ом}$$

$$I_{0.кз} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{л.2} + Z_{экв})} = 2.297 \times 10^2 \text{ А}$$

$K_{отс} := 1.1$

$$I_{сз.1} := K_{отс} \cdot I_{0.кз} = 2.526 \times 10^3 \text{ А}$$

$K_{ток} := 0.5$

$$I_{сз.11} := K_{отс} \cdot K_{ток} \cdot I_{сз.1} = 1.389 \times 10^3 \text{ А}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчеты в ПВК MathCad 15

Расчет 3 ступени РТНП:

Отстройка от броска тока намагничивания трансформатора на ПС
Ключевая:

$$S_{\text{тр}} := 63 \cdot 10^6 \text{ ВА} \quad U_{\text{ном.тр}} := 220 \cdot 10^3 \text{ В}$$

$$I_{\text{ном.тр}} := \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.тр}}} = 165.33 \text{ А}$$

$$I_{\text{БТН}} := 6 I_{\text{ном.тр}} = 991.993 \text{ А}$$

$$k_{\text{отс}} := 1.1$$

$$I_{\text{сз.III}} := k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{БТН}} = 1.091 \times 10^3 \text{ А}$$

Расчет чувствительности:

$$I_{0.\text{кз}} := 7390 \text{ А}$$

$$K_{\text{ч.III}} := \frac{I_{0.\text{кз}}}{I_{\text{сз.III}}} = 6.772$$

Коэффициент чувствительности должен быть больше или равен 1.2

Расчет 4 ступени РТНП:

Отстройка от токов небаланса при трехфазном КЗ за
трансформатором на ПС Ключевая:

$$U := 230 \cdot 10^3 \text{ В} \quad I_{\text{кз.сум}} := 5631 \text{ А}$$

$$Z_{\text{ЭКВ}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.сум}}} = 23.582 \quad Z_{\text{ТРП}} := 269.72 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз.тр}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot ((Z_{\text{ЭКВ}} + Z_{\text{ТРП}}))} = 452.743$$

$$K_{\text{отс}} := 0.1$$

$$I_{\text{сз.IV}} := K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз.тр}} = 45.274$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчеты в ПВК MathCad 15

Расчет чувствительности:

Ток в защите при трехфазном КЗ на ПС Чангалы:

$$I_{\text{кз.сум}} := 4250 \text{ А}$$

$$Z_{\text{кз}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.сум}}} = 31.245 \text{ Ом}$$

$$I_{0.\text{кз.заш}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{экв}} + Z_{\text{л.1}} + Z_{\text{л.2}})} = 1.282 \cdot 10^3$$

$$K_{\text{ч.IV}} := \frac{I_{0.\text{кз.заш}}}{I_{\text{сз.IV}}} = 28.326$$

2.3 Расчет ДФЗ со стороны ПС 220 кВ Сиваки:

Выбор уставок срабатывания:

Ток срабатывания, пускающий передатчик (блокирующий):

$$K_{\text{Н}} := 1.1 \quad K_{\text{В}} := 0.85$$

$$I_{\text{ср.бл.рас}} := \left(\frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \right) \cdot I_{\text{раб.мах}} = 1.294 \times 10^3 \text{ А}$$

$$I_{\text{ср.откл}} := 1.4 \cdot I_{\text{ср.бл.рас}} = 1.812 \times 10^3 \text{ А}$$

Проверка чувствительности:

$$I_{3.\text{кз.min}} := 7960 \text{ А}$$

$$K_{\text{ч}} := \frac{I_{3.\text{кз.min}}}{I_{\text{ср.откл}}} = 4.394 \quad K_{\text{ч}} \text{ ДОЛЖЕТ БЫТЬ БОЛЬШЕ, ЛИБО РАВЕН 2}$$

По фазным органам пуска данная защита является чувствительной

Ток срабатывания $I_{2.\text{откл}}$:

$$K_3 := 2 \quad K_{\text{нв}} := 1.2 \quad K_{\text{нб}} := 0.4 \quad I_{2.\text{небал}} := 0.02 \cdot I_{\text{раб.мах}} = 2 \text{ А} \quad I_{2.\text{несим}} := I_{2.\text{небал}}$$

$$I_{2.\text{откл}} := \left(\frac{K_{\text{Н}} \cdot K_3}{K_{\text{В}}} \right) \cdot (I_{2.\text{небал}} + I_{2.\text{несим}}) = 240 \text{ А}$$

$$I_{2.\text{откл.втор}} := \frac{I_{2.\text{откл}}}{K_{\text{ТТ}}} = 1.2 \text{ А} \quad \text{Полученное значение необходимо привести к значению панели защиты. Выбираем ближайшее- 1А}$$

$$I_{2.\text{откл.вт}} := 1 \text{ А}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчеты в ПВК MathCad 15

$$I_{2.блокир} := 0.5 \cdot I_{2.откл.вт} = 0.5 \text{ A}$$

Проверка чувствительности:

$$I_{1.кз.min} := 291 \text{ A} \quad I_{2.кз.min} := 298 \text{ A}$$

$$K_{ч.} := \frac{I_{1.кз.min}}{K_{ТТ}} = 1.455 \quad K_{www} := \frac{I_{2.кз.min}}{K_{ТТ}} = 1.49$$

Коэффициент чувствительности должен быть больше или равен 2.
Данные органы защиты являются нечувствительными.

Расчет сопротивления срабатывания:

Сопротивление срабатывания принимаем равным $Z_{ср.И}$ второй ступени ДЗ:

$$Z_{ср} := 51.71 \text{ Ом}$$

Проверка чувствительности:

$$I_{3.кз} := 8300 \text{ A}$$

$$Z_{кз} := 0.5 \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{3.кз}} = 7.999 \text{ Ом}$$

$$K_{www} := \frac{Z_{ср}}{Z_{кз}} = 6.464 \quad K_{ч} \text{ должен быть больше, либо равен 2}$$

Расчет коэффициентов фильтров тока:

$$I_{1.1.1} := 626 \text{ A} \quad I_{2.1.1} := 626 \text{ A} \quad I_{2.1} := 626 \text{ A}$$

$$K_{f.1} := \frac{(I_{1.1.1} + I_{раб.max})}{I_{2.1.1}} = 2.597$$

$$K_{f.2} := 1.5 \cdot \left(\frac{I_{раб.max}}{I_{2.1}} \right) = 2.396$$

По полученным результатам необходимо привести значение $K_{f.расч.}$ в соответствие со значением панели защиты, а также соблюсти данное неравенство:

$$K_{f.2} \leq K_{f.расч.} \leq K_{f.1}$$

Принимаем ближайшее значение в соответствии с панелью

$$K_{f.расч.} := 4$$

Проверка чувствительности:

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$K_{\text{чув}} := \left[\frac{\left[\frac{I_{2.1.1}}{K_{\text{ТГ}}} - \left(\frac{I_{1.1.1}}{K_{\text{ТГ}}} \right) \right]}{I_{2.\text{блокир}}} \right] = 4.695$$

Коэффициент чувствительности должен быть больше или равен 2

Угол блокировки: 60 градусов

2.4 Выбор уставок срабатывания АПВ:

Время срабатывания АПВ выбирается с учетом времени срабатывания защит, осуществляющих ближнее резервирование с противоположной стороны, т.е. 2 ступень ДЗ и 3 ступень ТЗНП. С учетом того, что данные ступени защит прошли проверку по чувствительности, время их срабатывания равно:

$$t_{2.\text{ДЗ}} := 0.5 \text{ с} \quad t_{3.\text{ТЗНП}} := 1.3 \text{ с}$$

Чтобы отстроиться от данных ступеней, необходимо выбрать наибольшее время срабатывания. В нашем случае это $t_{3.\text{ТЗНП}}$ и ввести выдержку времени, чтобы дать защите отработать, тогда время срабатывания АПВ:

$$\Delta t := 0.5 \text{ -ступень селективности}$$

$$t_{\text{АПВ}} := t_{3.\text{ТЗНП}} + \Delta t = 1.8$$

$$\Delta \phi := 40 \text{ градусов}$$

Минимальное вторичное напряжение, для работы АПВ:

$$U_{\text{min}} := 80 \text{ В}$$

Максимально минимальный ток при минимальном напряжении в линии:

$$U_{\text{min.лин}} := 0.075 \text{ А}$$

2.5 Выбор уставок срабатывания УРОВ:

Ток срабатывания УРОВ:

$$I_{\text{ср.УРОВ}} := 60 \text{ А}$$

Время срабатывания УРОВ:

$$T_{\text{ср.УРОВ}} := 0.3 \text{ с}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчеты в ПВК MathCad 15

2.6 Расчет ДЗТ

$$I_{\text{раб.макс.транс.ВН}} := \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 158.14 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.ВН}} := I_{\text{раб.макс.транс.ВН}} = 158.144 \text{ А}$$

$$I_{\text{раб.макс.транс.СН}} := \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316.288 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.СН}} := I_{\text{раб.макс.транс.СН}} = 316.288 \text{ А}$$

$$I_{\text{раб.макс.транс.НН}} := \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 6.062 \times 10^3 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.НН}} := I_{\text{раб.макс.транс.НН}} = 6.062 \times 10^3 \text{ А}$$

Коэффициенты трансформации ТТ:

$$k_{\text{ТТ.ВН}} := \frac{200}{5} = 40$$

$$k_{\text{ТТ.СН}} := \frac{400}{5} = 80$$

$$k_{\text{ТТ.НН}} := \frac{8000}{5} = 1.6 \times 10^3$$

Коэффициенты схемы ТТ:

$$k_{\text{сх.ВН}} := \sqrt{3}$$

$$k_{\text{сх.СН}} := \sqrt{3}$$

$$k_{\text{сх.НН}} := 1$$

Вторичные номинальный токи трансформатора:

$$I_{\text{ном.ВН.втор}} := \frac{(I_{\text{ном.ВН}} \cdot k_{\text{сх.ВН}})}{k_{\text{ТТ.ВН}}} = 6.848$$

$$I_{\text{ном.СН.втор}} := \frac{(I_{\text{ном.СН}} \cdot k_{\text{сх.СН}})}{k_{\text{ТТ.СН}}} = 6.848$$

$$I_{\text{ном.НН.втор}} := \frac{(I_{\text{ном.НН}} \cdot k_{\text{сх.НН}})}{k_{\text{ТТ.НН}}} = 3.789$$

Определение тока срабатывания защиты:

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчеты в ПВК MathCad 15

$k_{\text{пер}} := 1$ -коэффициент, учитывающий переходной режим

$k_{\text{одн}} := 1$ -коэффициент однотипности

$\varepsilon := 0.1$ -погрешность ТТ

$I_{\text{кз.сумм.}} := 8300 \text{ А}$

$$Z_{\text{кз.кв}} := \frac{230 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.сумм.}}} = 15.999 \text{ Ом}$$

$Z_{\text{т.ВН}} := 275.06 \text{ Ом}$

$Z_{\text{т.СН}} := 5.7 \text{ Ом}$

$Z_{\text{т.НН}} := 148.11 \text{ Ом}$

$Z_{\text{т.ВН.НН}} := Z_{\text{т.ВН}} + Z_{\text{т.НН}} = 423.17 \text{ Ом}$

$Z_{\text{т.ВН.СН}} := Z_{\text{т.ВН}} + Z_{\text{т.СН}} = 280.76 \text{ Ом}$

$$I_{\text{кз.тр1}} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{эКВ}} + Z_{\text{т.ВН.НН}})} = 0.30 \text{ кА}$$

$$I_{\text{кз.тр2}} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{эКВ}} + Z_{\text{т.ВН.СН}})} = 0.44 \text{ кА}$$

$$I_{\text{кз.тр3}} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{эКВ}} + Z_{\text{т.ВН}})} = 0.45 \text{ кА}$$

$I_{\text{к.мах}} := 679 \text{ А}$

$I_{\text{нб.расч1}} := k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{к.мах}} = 679 \text{ А}$

Диапазон регулирования напряжения на сторонах (РПН, ПБВ) и коэффициенты токораспределения (отношение значения тока внешнего КЗ через трансформатор к току на стороне, где устраивается КЗ):

$\Delta U_{\alpha} := 0.1$

$\Delta U_{\beta} := 0.1$

$$K_{\text{ток.}\alpha} := \frac{0.291}{6.297} = 0.046$$

$$K_{\text{ток.}\beta} := \frac{0.423}{2.486} = 0.17$$

$I_{\text{нб.расч2}} := I_{\text{к.мах}} \cdot (\Delta U_{\alpha} \cdot K_{\text{ток.}\alpha} + \Delta U_{\beta} \cdot K_{\text{ток.}\beta}) = 146.9 \text{ А}$

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$I_{\text{нб.расч}} := I_{\text{нб.расч1}} + I_{\text{нб.расч2}}$$

$$I_{\text{нб.расч}} = 825.912 \text{ A}$$

Определение тока срабатывания защиты по условию отстройки максимального тока небаланса:

$$k_{\text{отс}} := 1.3$$

$$I_{\text{сз.ДЗТ.расч1}} := k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1.074 \times \text{A}^3$$

Определение тока срабатывания защиты по условию отстройки от броска тока намагничивания:

$$I_{\text{ном.ВН}} = 158.14 \text{ A}$$

$$I_{\text{БТН}} := 3 \cdot I_{\text{ном.ВН}} = 474.431 \text{ A}$$

$$I_{\text{сз.ДЗТ.расч2}} := k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{БТН}} = 616.761 \text{ A}$$

Принимаем:

$$I_{\text{сз.ДЗТ}} := I_{\text{сз.ДЗТ.расч2}} = 616.761 \text{ A}$$

Проверка чувствительности:

$$I_{\text{к.р}} := 6790 \text{ A}$$

$$k_{\text{ч.ДЗТ}} := \frac{I_{\text{к.р}}}{I_{\text{сз.ДЗТ}}} = 11.009$$

Определение числа витков обмотки НТТ:

$$F_{\text{ср}} := 180 \text{ -МДС для ДЗТ-11}$$

$$I_{\text{сз.ДЗТ.втор.осн}} := \frac{(I_{\text{сз.ДЗТ}} \cdot k_{\text{сх.ВН}})}{k_{\text{ТТ.ВН}}} = 26.707 \text{ A}$$

$$\omega_{\text{осн.расч}} := \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{сз.ДЗТ.втор.осн}}} = 6.74$$

$$\omega_{\text{осн}} := 7$$

Число витков обмотки НТТ реле на других сторонах:

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$\omega_{I, \text{расч}} := \omega_{\text{осн}} \cdot \frac{I_{\text{ном.ВН.втор}}}{I_{\text{ном.СН.втор}}} = 7$$

$$\omega_{II, \text{расч}} := \omega_{\text{осн}} \cdot \frac{I_{\text{ном.ВН.втор}}}{I_{\text{ном.НН.втор}}} = 12.652$$

$$\omega_I := 7$$

$$\omega_{II} := 13$$

Расчетный ток небаланса, обусловленный неточностью выставления витков в обмотках НТТ:

$$I_{\text{нб.расч3}} := \left[\frac{(\omega_{I, \text{расч}} - \omega_I)}{\omega_{I, \text{расч}}} \cdot K_{\text{ток.}\alpha} - \frac{(\omega_{II, \text{расч}} - \omega_{II})}{\omega_{II, \text{расч}}} \cdot K_{\text{ток.}\beta} \right] \cdot I_{\text{к.мах}} = 31.8 \text{ A}$$

Окончательный расчет тока срабатывания защиты с учетом $I_{\text{нб.расч3}}$

$$I_{\text{нб.расч.}} := |I_{\text{нб.расч1}}| + |I_{\text{нб.расч2}}| + |I_{\text{нб.расч3}}| = 857.73 \text{ A}$$

$$k_{\text{отс}} = 1.3$$

$$I_{\text{сз.ДЗТ.расч3}} := k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч.}} = 1.115 \times 10^3$$

$$I_{\text{сз.ДЗТ}} := I_{\text{сз.ДЗТ.расч2}} = 616.761 \text{ A}$$

Расчет удовлетворяет принятое ранее значение

Расчет числа витков тормозной обмотки НТТ:

$$I_{\text{раб.ВН}} := \frac{(I_{\text{к.р}} \cdot k_{\text{сх.ВН}})}{k_{\text{ТТ.ВН}}} = 294.016 \text{ A}$$

$$I_{\text{раб.СН}} := \frac{\left(I_{\text{к.р}} \cdot k_{\text{сх.ВН}} \cdot \frac{230}{37.5} \right)}{k_{\text{ТТ.СН}}} = 901.6 \text{ A}$$

$$F_{\text{раб}} := I_{\text{раб.ВН}} \cdot \omega_I + I_{\text{раб.СН}} \cdot \omega_{II} = 1.378 \times 10^4$$

$$I_{\text{торм}} := I_{\text{к.мах}} = 6.79 \text{ A} \cdot 10^3 \quad I_{\text{торм.втор}} := I_{\text{торм}} \cdot \frac{k_{\text{сх.СН}}}{k_{\text{ТТ.СН}}} = 147.0 \text{ A}$$

$$\omega_{\text{раб}} := \omega_{\text{осн.расч}} = 6.74$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчеты в ПВК MathCad 15

$$\operatorname{tg}\alpha := 0.75$$

$$\omega_{\text{Торм.расч}} := k_{\text{отс}} \cdot \frac{(I_{\text{нб.расч}} \cdot \omega_{\text{раб}})}{I_{\text{Торм}} \cdot \operatorname{tg}\alpha} = 1.476$$

$$\omega_{\text{Торм}} := 1$$

Для выставления рассчитанных чисел витков обмоток НТТ необходимо применение реле ДЗТ-11/1

2.7 Расчет МТО со стороны ПС 220 кВ Сиваки

Ток в защите при КЗ на ПС Ключевая:

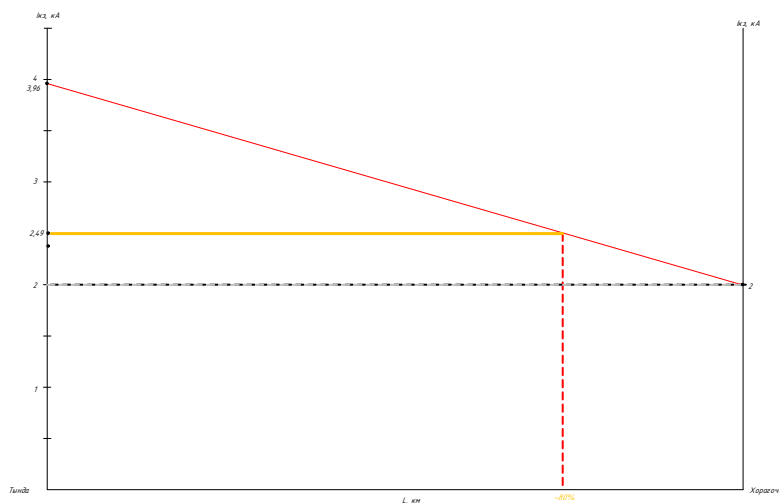
$$I_{\text{КЗ.сумм}} := 5631 \text{ А}$$

$$Z_{\text{ЭКВ}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.сумм}}} = 23.582 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{КЗ.защ.}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{ЭКВ}} + Z_{\text{Л.1}})} = 2.299 \times 10^3 \text{ А}$$

$$K_{\text{отс.}} := 1.2$$

$$I_{\text{ср.отс.}} := K_{\text{отс.}} \cdot I_{\text{КЗ.защ.}} = 2.759 \times 10^3$$



ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчеты в ПВК MathCad 15

2.8 Пересчет необходимых уставок из ЭМ в МП:

2.8.1 Уставки АУВ и АПВ

Напряжение срабатывания ПО максимального напряжения шин, В:

$$U_{\text{НОМ}} := 220 \cdot 10^3 \text{ В} \quad K_{\text{ТН}} := \frac{220000}{100} = 2.2 \times 10^3$$

$$U_{\text{ср.мах.Ш}} := \frac{(0.8 \cdot U_{\text{НОМ}})}{K_{\text{ТН}}} = 80 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания ПО минимального напряжения шин, В:

$$U_{\text{ср.мин.Ш}} := \frac{(0.4 \cdot U_{\text{НОМ}})}{K_{\text{ТН}}} = 40 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания ПО максимального напряжения от ШОН, В:

$$U_{\text{ср.мах.ШОН}} := \frac{(0.8 \cdot U_{\text{НОМ}})}{K_{\text{ТН}}} = 80 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания ПО минимального напряжения от ШОН, В:

$$U_{\text{ср.мин.ШОН}} := \frac{(0.4 \cdot U_{\text{НОМ}})}{K_{\text{ТН}}} = 40 \text{ В}$$

Скорость изменения угла ИО контроля синхронизма, Гц:

$$T_{\text{АПВ}} := 1.8 \text{ с} \quad T_{\text{ВВ}} := 0.8 \text{ с} \quad \varphi := 40 \text{ Град}$$

$$\Delta f := \frac{\varphi}{360 \cdot (T_{\text{АПВ}} + T_{\text{ВВ}})} = 0.043 \text{ Гц}$$

Принимаем $\Delta f = 0.05 \text{ Гц}$

Предельная скорость изменения угла ИО контроля синхронизма, Гц:

$$\Delta f_{\text{пред}} := \frac{\varphi}{360 \cdot T_{\text{АПВ}}} = 0.062 \text{ Гц}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчеты в ПВК MathCad 15

2.9 Уставки ДЗ:

$$\varphi_{\text{м.ч}} := 80 \text{ град}$$

$$X_1 := \left[Z_{\text{ср. I}} \cdot \frac{(1 + \sin(80\text{deg}))}{2} \right] = 28.832 \text{ Ом}$$

$$R_1 := \frac{Z_{\text{ср. I}}}{(1 + \sin(80\text{deg}))} = 14.638 \text{ Ом}$$

$$X_2 := \left[Z_{\text{ср. II}} \cdot \frac{(1 + \sin(80\text{deg}))}{2} \right] = 51.317 \text{ Ом}$$

$$R_2 := \frac{Z_{\text{ср. II}}}{(1 + \sin(80\text{deg}))} = 26.053 \text{ Ом}$$

$$X_3 := \left[Z_{\text{ср. III}} \cdot \frac{(1 + \sin(80\text{deg}))}{2} \right] = 135.959 \text{ Ом}$$

$$R_3 := \frac{Z_{\text{ср. III}}}{(1 + \sin(80\text{deg}))} = 69.024 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{раб. max}} := 1000 \text{ А}$$

$$Z_{\text{нагр}} := \frac{0.8U}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{раб. max}}} = 106.232 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{нагр}} := \left[Z_{\text{нагр}} \cdot \frac{(1 + \sin(80\text{deg}))}{2} \right] = 105.425 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{нагр}} := \frac{Z_{\text{нагр}}}{(1 + \sin(80\text{deg}))} = 53.523 \text{ Ом}$$

2.10 Уставки органа определяющего вид повреждений:

Ток срабатывания 3Io

$$K_{\text{отп}} := \frac{1000}{5} \quad I_{\text{НОМ}} := 1000 \text{ А}$$

Ток срабатывания по БТ:

$$I_{\text{ср. БТ}} := 2 \cdot I_{\text{НОМ}} = 2 \times 10^3 \text{ А}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчеты в ПВК MathCad 15

2.11 Уставки блокирования при качаниях (БК) по DI:

Уставка по приращению I₂ чувств. реле тока (РТ) БК, А:

$$I_{2,\text{чувств}} := 0.5 \cdot K_{\text{ТТ}} = 100 \text{ А}$$

Уставка по приращению I₂ грубого реле тока (РТ) БК, А:

$$I_{2,\text{груб}} := 3 \cdot I_{2,\text{чувств}} = 300 \text{ А}$$

Уставка по приращению I₁ чувств. реле тока (РТ) БК, А:

$$I_{1,\text{чувств}} := I_{2,\text{чувств}} \cdot 2 = 200 \text{ А}$$

Уставка по приращению I₁ грубого реле тока (РТ) БК, А:

$$I_{1,\text{груб}} := 3 \cdot I_{1,\text{чувств}} = 600 \text{ А}$$

Ток срабатывания ПО по 3I₀, блокирующий:

$$3I_{0,\text{блокир}} := 1.5 \cdot K_{\text{ТТ}} = 300 \text{ А}$$

Ток срабатывания ПО по 3I₀, отключающий:

$$3I_{0,\text{отключ}} := 2 \cdot 3I_{0,\text{блокир}} = 600 \text{ А}$$

Ток срабатывания ПО по I₂, отключающий:

$$I_{2,\text{отключ}} := 1 \cdot K_{\text{ТТ}} = 200 \text{ А}$$

Ток срабатывания ПО по I₂, блокирующий:

$$I_{2,\text{блокир}} := \frac{I_{2,\text{отключ}}}{2} = 100 \text{ А}$$

Ток срабатывания ПО по I_л (АВ), блокирующий:

$$I_{\text{л,блокир}} := I_{2,\text{блокир}} \cdot \sqrt{3} = 173.205 \text{ А}$$

Ток срабатывания ПО по I_л (АВ), отключающий:

$$I_{\text{л,отключ}} := I_{2,\text{отключ}} \cdot \sqrt{3} = 346.41 \text{ А}$$

Ток срабатывания ПО по приращению I₂, блокирующий:

$$dI_{2,\text{блокир}} := I_{2,\text{блокир}} \cdot 0.7 = 70 \text{ А}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчеты в ПВК MathCad 15

Ток срабатывания ПО по приращению I₂, отключающий:

$$dI_{2,\text{отключ}} := dI_{2,\text{блокир}} \cdot 2 = 140 \text{ А}$$

Ток срабатывания ПО по приращению I₁, блокирующий:

$$dI_{1,\text{блокир}} := dI_{2,\text{блокир}} \cdot 4 = 280 \text{ А}$$

Ток срабатывания ПО по приращению I₁, отключающий:

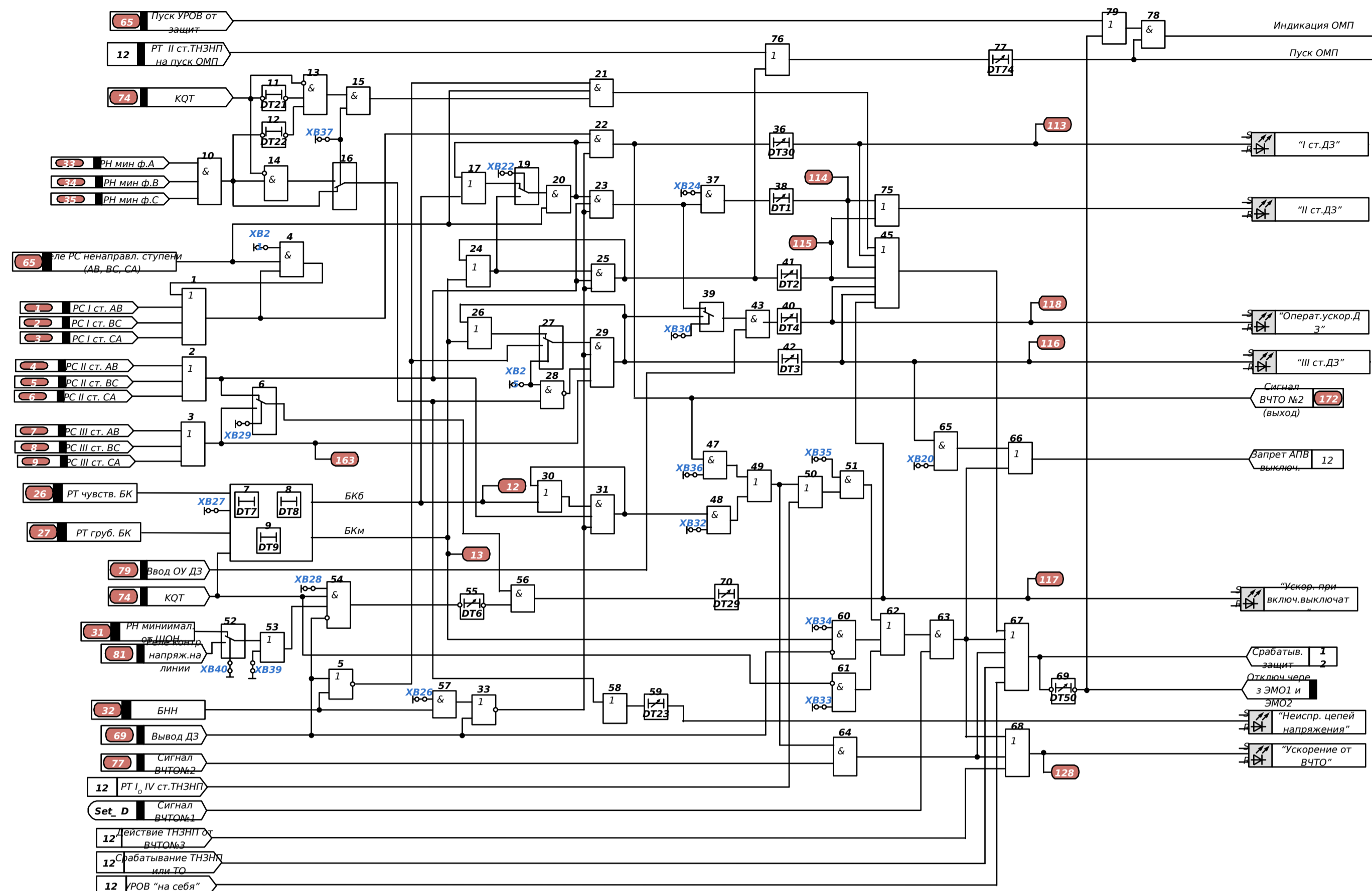
$$dI_{1,\text{отключ}} := dI_{1,\text{блокир}} \cdot 2 = 560 \text{ А}$$

Уставки ИО Z_{от} и Z_{отв} ДФЗ:

$$\phi := 85 \text{ град} \quad Z_{\text{ср.ДФЗ}} := 66 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{ДФЗ}} := \left[Z_{\text{ср.ДФЗ}} \cdot \frac{(1 + \sin(85\text{deg}))}{2} \right] = 65.874 \text{ Ом} \quad R_{\text{ДФЗ}} := \frac{Z_{\text{ср.ДФЗ}}}{(1 + \sin(85\text{deg}))} = 33.06 \text{ Ом}$$

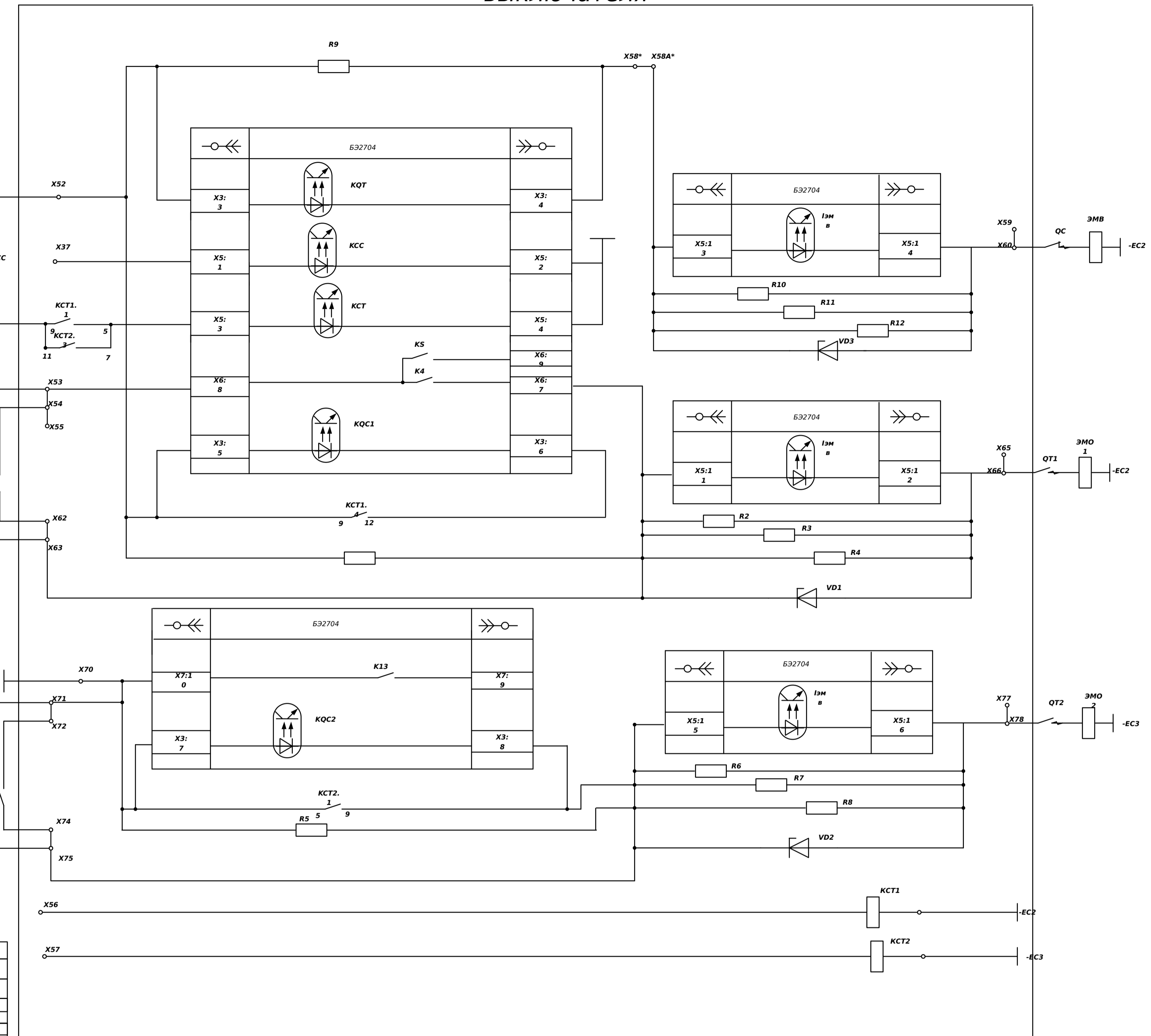
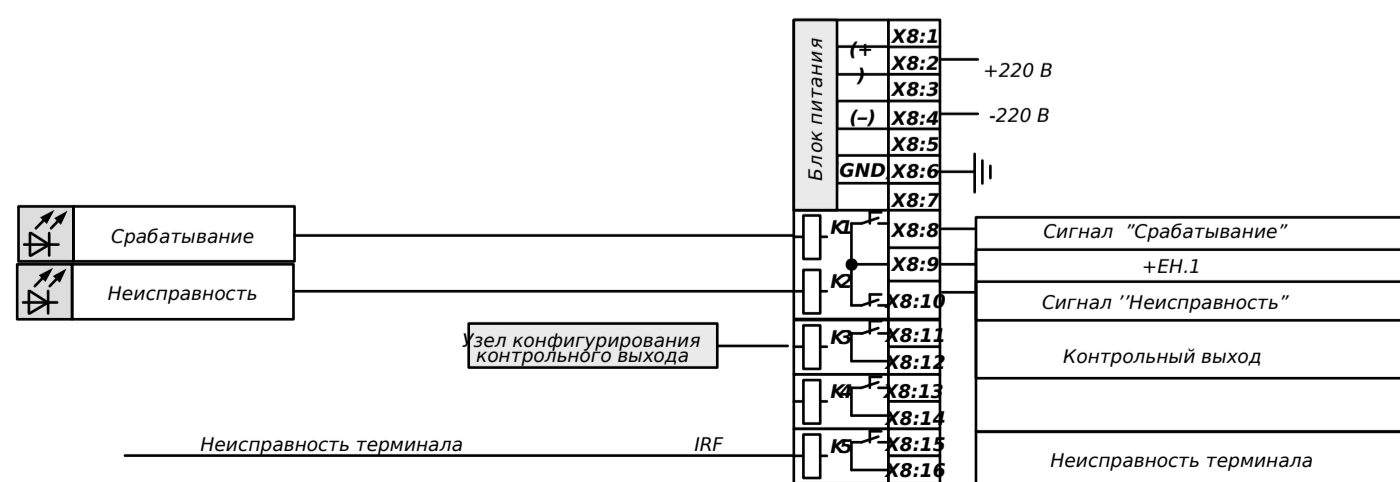
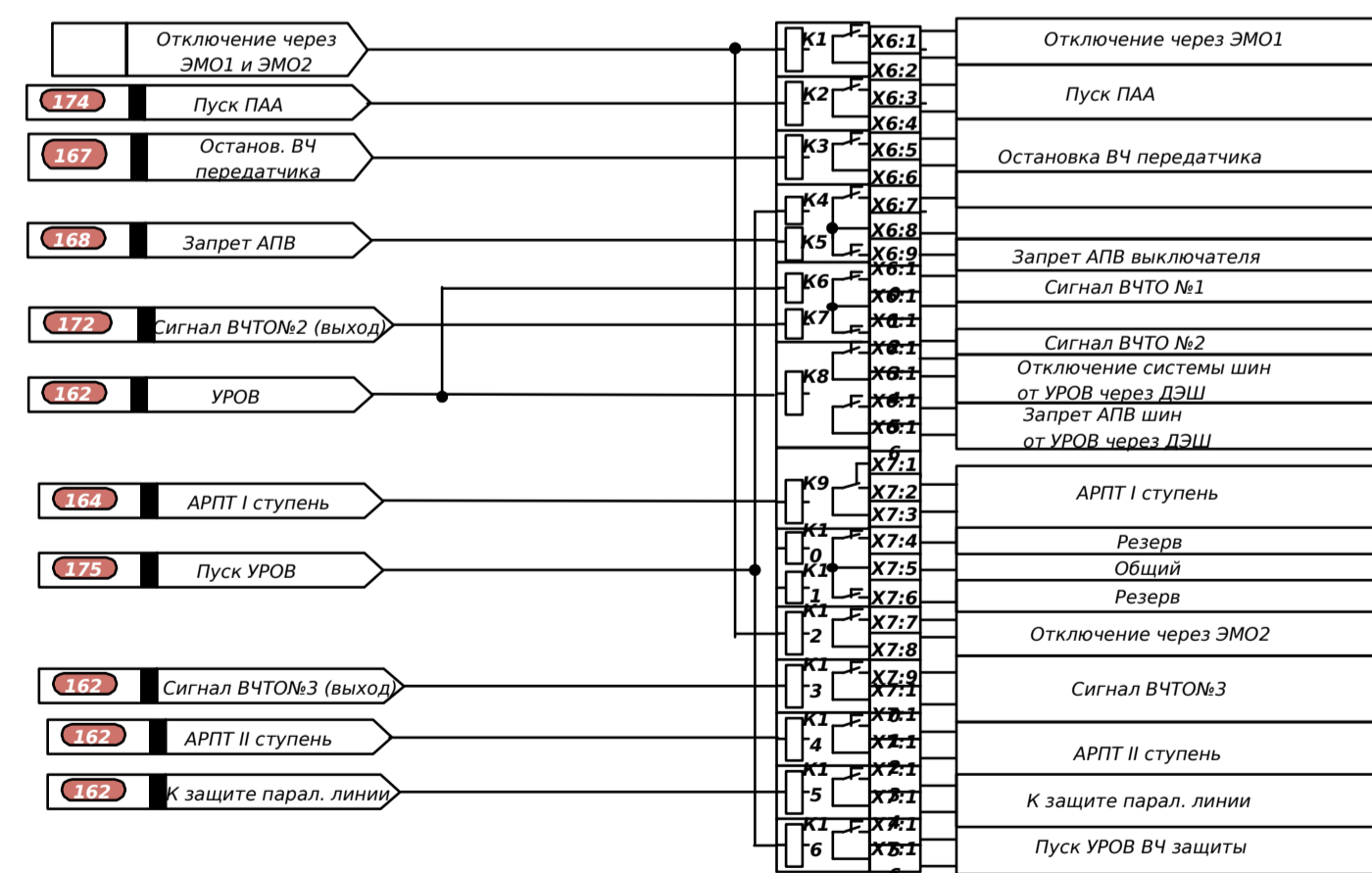
Функциональная схема дистанционной защиты терминала БЭ2704V021



Цепи дискретных входов терминала БЭ2704V021

X2.1	Пуск УРОВ от защит	R65	Пуск УРОВ от защит
X2.2	Резерв	R66	
X2.3	Пуск УРОВ от ДЗШ	R67	Пуск УРОВ от ДЗШ
X2.4	Вывод ТНЗНП	R68	Вывод ТНЗНП
X2.5	Вывод ДЗ	R69	Вывод ДЗ
X2.6	Вывод УРОВ	R70	Вывод УРОВ
X2.7	Вывод ТО	R71	Вывод ТО
X2.8	Вывод терминала	R72	Вывод терминала
X2.9	Съём сигнализации	R73	Съём сигнализации
X2.10	КОТ	R74	КОТ
X3.1	КQC (инверсный)	R75	КQC (инверсный)
X3.2	Сигнал ВЧТО №1	R76	Сигнал ВЧТО №1
X3.3	Сигнал ВЧТО №2	R77	Сигнал ВЧТО №2
X3.4	Сигнал ВЧТО №3	R78	Сигнал ВЧТО №3
X3.5	Вывод ОУ ДЗ	R79	Вывод ОУ ДЗ
X3.6	Вывод ОУ ТНЗНП	R80	Вывод ОУ ТНЗНП
X4.1	Реле контроля напр. на линии	R81	Реле контроля напр. на линии
X4.2	РНМБ и КQC параллельной линии	R82	РНМБ и КQC параллельной линии
X4.3	КQC ШСВ	R83	КQC ШСВ
X4.4	Ввод уск. от защиты парал. линии (1)	R84	Ввод уск. от защиты парал. линии (1)
X4.5	Ввод уск. от защиты парал. линии (2)	R85	Ввод уск. от защиты парал. линии (2)

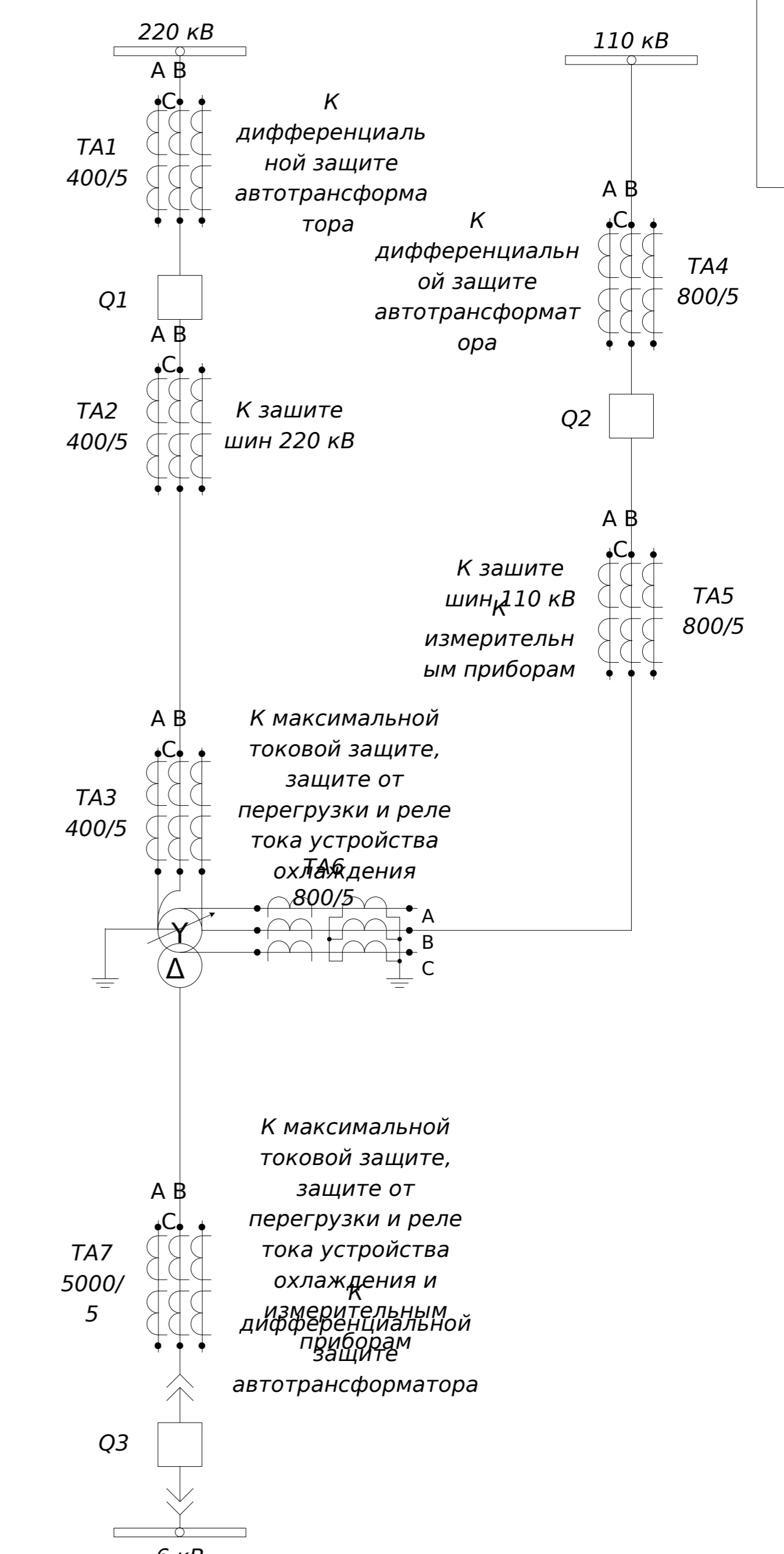
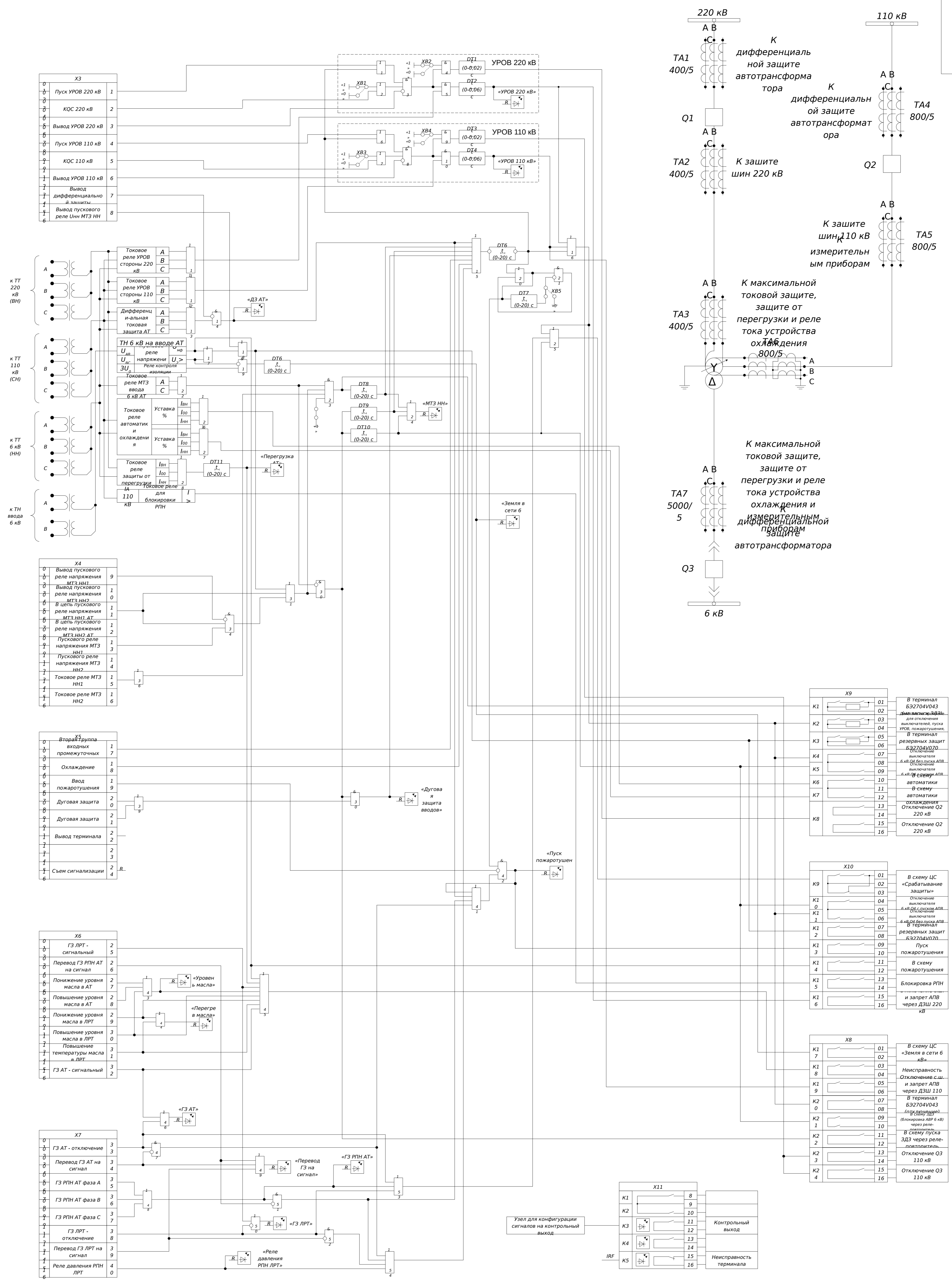
Цепи выходных реле Терминала БЭ2704V021



XB1	Подтверждение пуска УРОВ от сигнала КQC	0 – предусм. 1 – не предусм.
XB3	Действие УРОВ "на себя"	0 – не предусм. 1 – предусм.
XB41	Автоматический вывод направленности при срабатывании ТНЗНП	0 – не предусм. 1 – предусм.
XB42	Автоматический вывод направленности при включении выключателя	0 – не предусм. 1 – предусм.
XB44	Контроль направленности I степени ТНЗНП	0 – предусм. 1 – не предусм.
XB45	Контроль направленности II степени ТНЗНП	0 – предусм. 1 – не предусм.
XB46	Контроль направленности III степени ТНЗНП	0 – предусм. 1 – не предусм.
XB47	Контроль направленности IV степени ТНЗНП	0 – предусм. 1 – не предусм.
XB48	Направленность III степени ТНЗНП	0 – от РНМР и 1 – от РНМР
XB49	Направленность IV степени ТНЗНП	0 – от РНМР и 1 – от РНМР
XB50	Ускорение действия II или III ст.ТНЗНП при включении выключателя	0 – не предусм. 1 – предусм.
XB51	Ускоряемая степень при включении выключателя	0 – II степень 1 – III степень
XB53	Действие токовой отсечки	0 – при 1 – вкл. выкл. 1 – III степень
XB54	Оперативно ускоряемая степень ТНЗНП	1 – IV степень

DT 20	Задержка на подхват ТНЗНП при срабатывании защит, с	0,005
DT 24	Задержка на срабатывание ступени АРПТ на сигнал, с	0,00...25,00
DT 25	Задержка на срабатывание I ступени АРПТ, с	0,00...25,00
DT 26	Задержка на срабатывание II ступени АРПТ, с	0,00...25,00
DT 27	Задержка на срабатывание токовой отсечки, с	0,00...15,00
DT 31	Задержка на срабатывание УРОВ, с	0,1...0,6
DT 32	Задержка сигнала ВЧТО №3 от блокирующего РНМБ, с	0,2
DT 51	Задержка на срабатывание УРОВ "на себя", с	0,02

DT 10	Время ввода ускорения II или III ст. ТНЗНП при включении выключателя, с	0,7...2,00
DT 11	Задержка на срабатывание I степени ТНЗНП, с	0,01...15,00
DT 12	Задержка на срабатывание II степени ТНЗНП, с	0,05...15,00
DT 13	Задержка на срабатывание III степени ТНЗНП, с	0,05...15,00
DT 14	Задержка на срабатывание IV степени ТНЗНП, с	0,05...5,00
DT 15	Задержка на срабатывание ускорения II или III ст. ТНЗНП при включении выключателя, с	0,05...5,00
DT 16	Задержка на срабатывание при ОУ, с	0,05...5,00



X3	
0	Пуск УРОВ 220 кВ
1	КЭС 220 кВ
2	Вывод УРОВ 220 кВ
3	Пуск УРОВ 110 кВ
4	КЭС 110 кВ
5	Вывод УРОВ 110 кВ
6	Вывод дифференциальной защиты
7	Вывод пускового реле УНН МТЗ НН
8	

X4	
0	Вывод пускового реле напряжения МТЗ НН1
1	Вывод пускового реле напряжения МТЗ НН2
2	В цепь пускового реле напряжения МТЗ НН1 АТ
3	В цепь пускового реле напряжения МТЗ НН2 АТ
4	Пускового реле напряжения МТЗ НН1
5	Пускового реле напряжения МТЗ НН2
6	Токовое реле МТЗ НН1
7	Токовое реле МТЗ НН2
8	
9	
10	
11	
12	
13	
14	
15	
16	

Вторая группа входных промежуточных	
0	Охлаждение
1	Ввод пожаротушения
2	Дуговая защита
3	Дуговая защита
4	Вывод терминала
5	
6	
7	
8	
9	
10	
11	
12	
13	
14	
15	
16	

X6	
0	ГЗ ЛРТ - сигнальный
1	Перевод ГЗ РПН АТ на сигнал
2	Понижение уровня масла в АТ
3	Повышение уровня масла в АТ
4	Понижение уровня масла в ЛРТ
5	Повышение уровня масла в ЛРТ
6	Повышение температуры масла в ЛРТ
7	ГЗ АТ - сигнальный
8	
9	
10	
11	
12	
13	
14	
15	
16	

X7	
0	ГЗ АТ - отключение
1	Перевод ГЗ АТ на сигнал
2	ГЗ РПН АТ фаза А
3	ГЗ РПН АТ фаза В
4	ГЗ РПН АТ фаза С
5	ГЗ ЛРТ - отключение
6	Перевод ГЗ ЛРТ на сигнал
7	Реле давления РПН ЛРТ
8	
9	
10	
11	
12	
13	
14	
15	
16	

X9	
K1	01
K2	02
K3	03
K4	04
K5	05
K6	06
K7	07
K8	08
K9	09
K10	10
K11	11
K12	12
K13	13
K14	14
K15	15
K16	16

X10	
K9	01
K10	02
K11	03
K12	04
K13	05
K14	06
K15	07
K16	08
K17	09
K18	10
K19	11
K20	12
K21	13
K22	14
K23	15
K24	16

X8	
K1	01
K2	02
K3	03
K4	04
K5	05
K6	06
K7	07
K8	08
K9	09
K10	10
K11	11
K12	12
K13	13
K14	14
K15	15
K16	16

X11	
K1	8
K2	9
K3	10
K4	11
K5	12
K6	13
K7	14
K8	15
K9	16

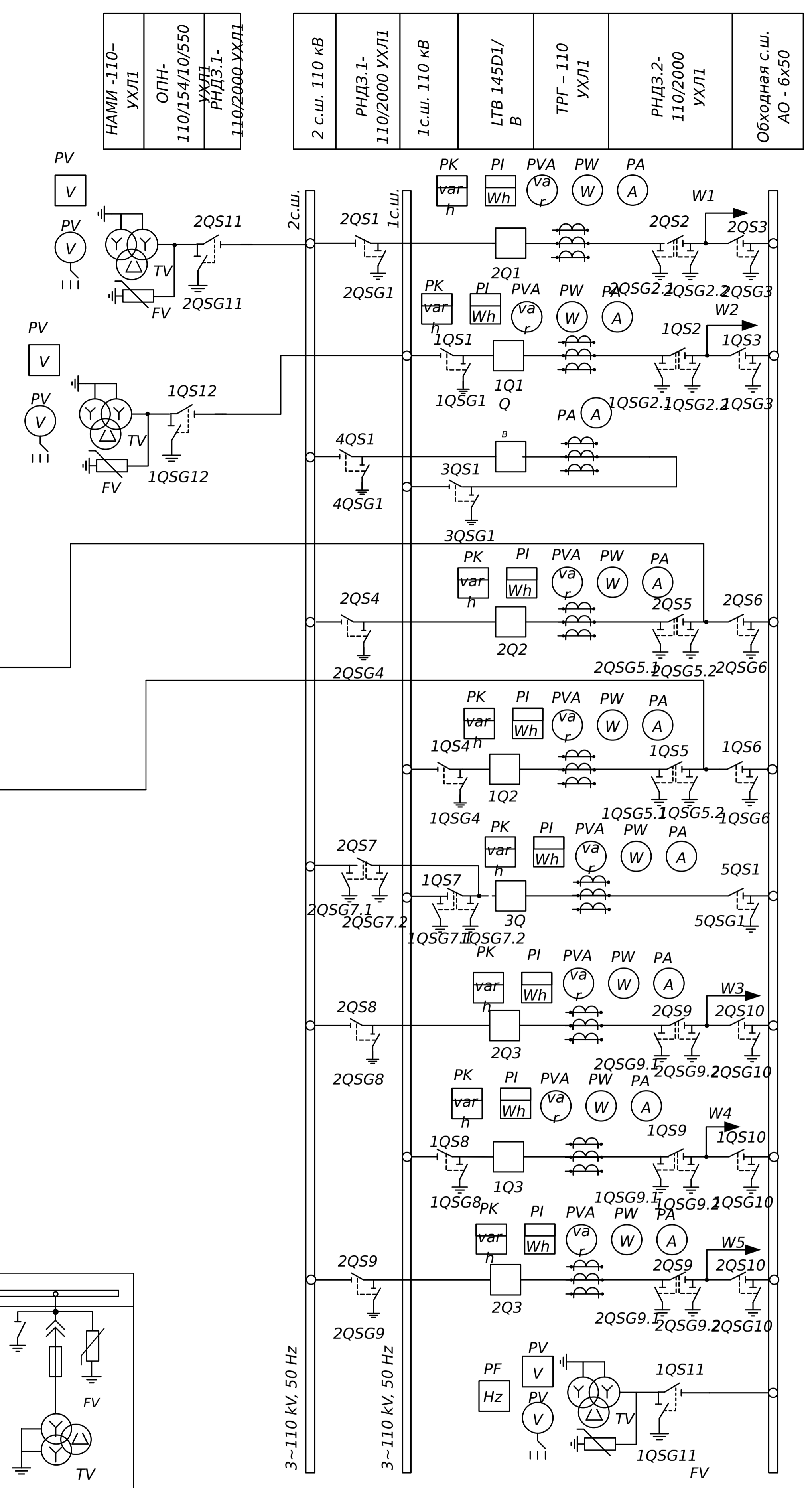
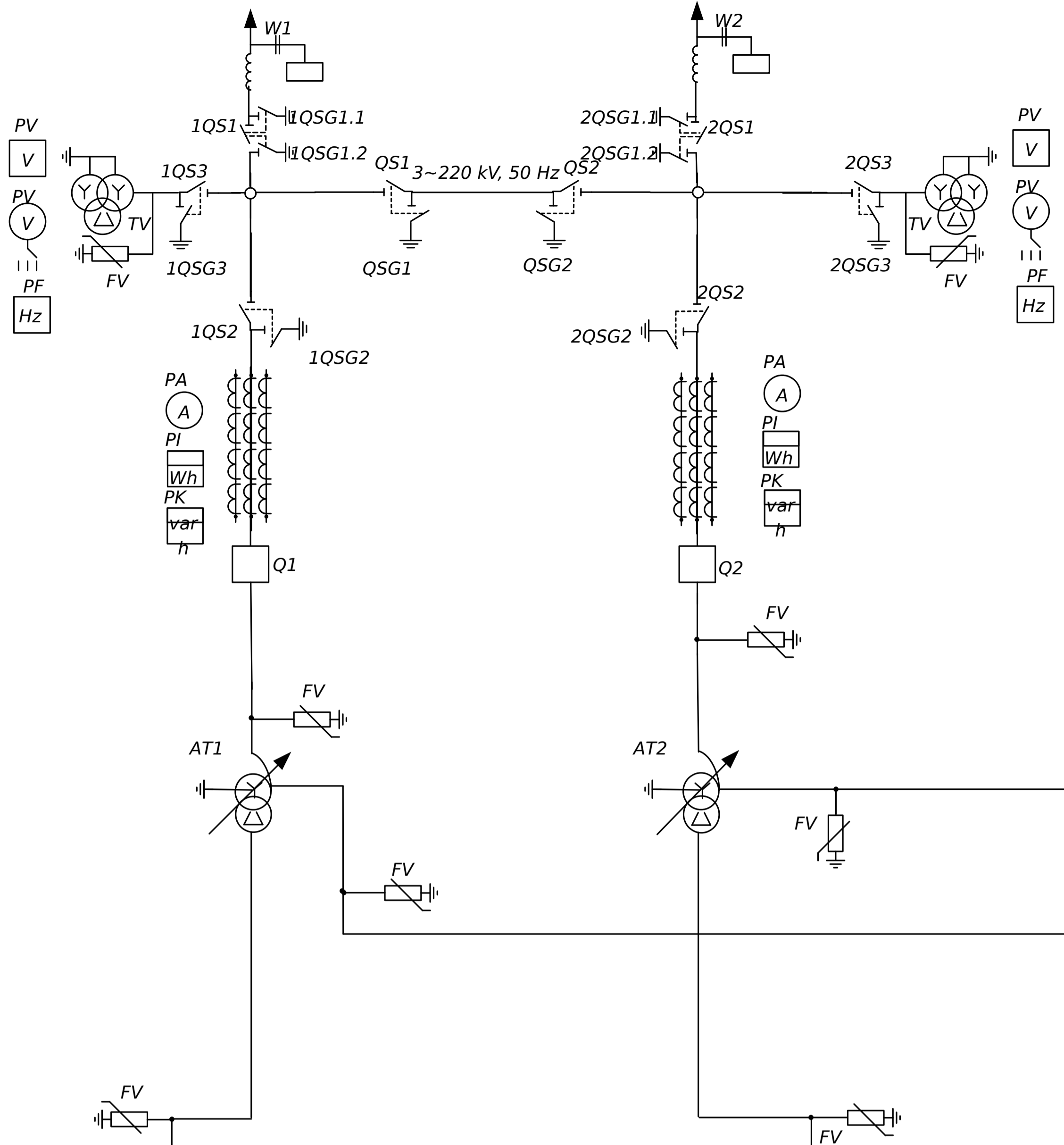
Из	Лит	№ докум.	Подпись	Дата	Литер	Масса	Масшт
Разраб.					Д		а6
Провер.							
контр.							
Н. контр.							
Утв.							

Релейная защита автотрансформатора АТ ДЦТН-63000-220/110/6 на базе ЭКРА ШЭ2607

Модернизация устройств релейной защиты понизительного трансформатора ПС Сиваки и линии 220 кВ Сиваки-Ушумун

Лист 1 из 2
АМУ
Кафедра Энергетики

B3-630-0,5 Y1
РГН.2-220
НАМИ -220 - УХЛ1
РГН.2-220
РГН.2-220
ТРГ - 220 УХЛ1
HGF1014-252-31,5-2000
ОПН-220/154/10/550 УХЛ1
АТДЦТН-63000/220/110
ОПН-110/154/10/550УХЛ1



НАМИ -110-УХЛ1
ОПН-110/154/10/550 УХЛ1
РГН.2-110-УХЛ1

2 с.ш. 110 кВ
РПДЗ.1-110/2000 УХЛ1
1 с.ш. 110 кВ
LTB-145D1/B
ТРГ - 110 УХЛ1
РПДЗ.2-110/2000 УХЛ1
Обходная с.ш. А0 - 6x50

с.ш. 6 кВ	3~6 kV, 50 Hz											
КРУ 6 кВ	Q9	Q10	Q7	Q14	Q15	Q22	Q8	Q16	Q17	Q21	Q22	
ТТ	ТОЛ-	ТОЛ-	ТОЛ-	ТОЛ-	ТОЛ-	ТОЛ-	ТОЛ-	ТОЛ-	ТОЛ-	ТОЛ-	ТОЛ-	
Выключат	LF-2	LF-2	LF-2	LF-2	LF-2	LF-2	LF-2	LF-2	LF-2	LF-2	LF-2	
ель	НАМИ-6УЗ	ОПН-6УХЛ1	ОПН-6УХЛ1	ОПН-6УХЛ1	ОПН-6УХЛ1	ОПН-6УХЛ1	ОПН-6УХЛ1	ОПН-6УХЛ1	ОПН-6УХЛ1	ОПН-6УХЛ1	ОПН-6УХЛ1	НАМИ-6УЗ
Номер ячейки	1	3	5	7	9	11	13	2	4	6	8	10

Изд	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПОДРОБНАЯ ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА ПС СИВАКИ 220 кВ			Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.	Проверб.	Т.контр.	Н.контр.	Утв.	Д			Лист	Листов	6
Модернизация устройств релейной защиты понизительного трансформатора ПС Сиваки и линии 220 кВ Сиваки-Ушумун.					Кафедра энергетики					

Функциональная схема логической части МТЗ терминала

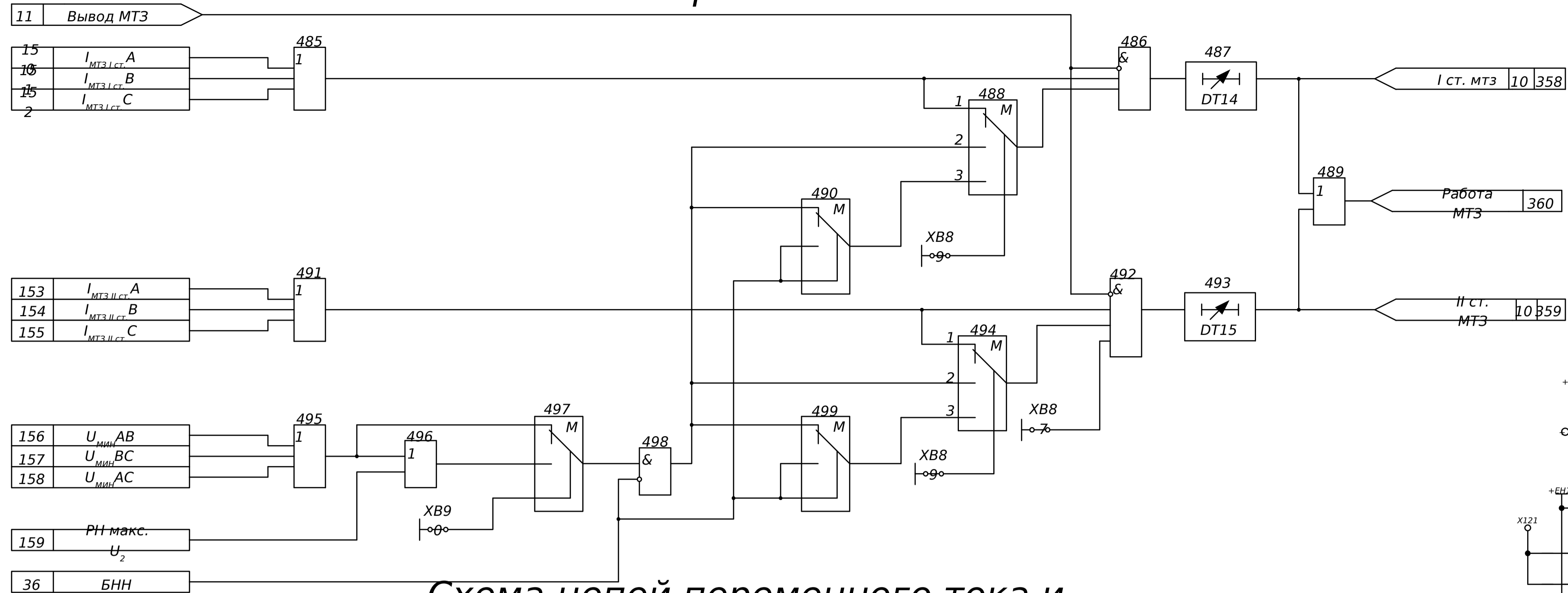
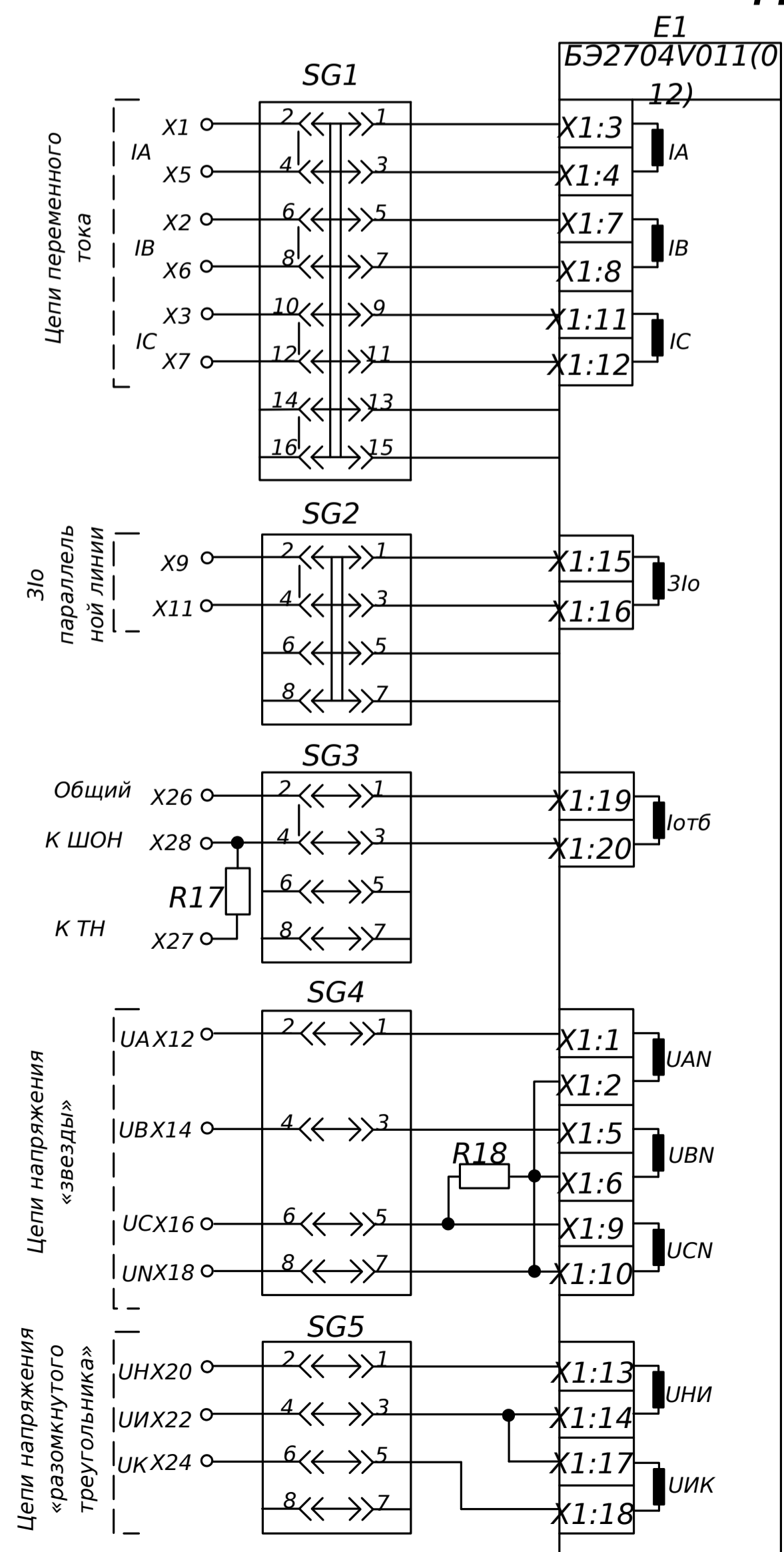


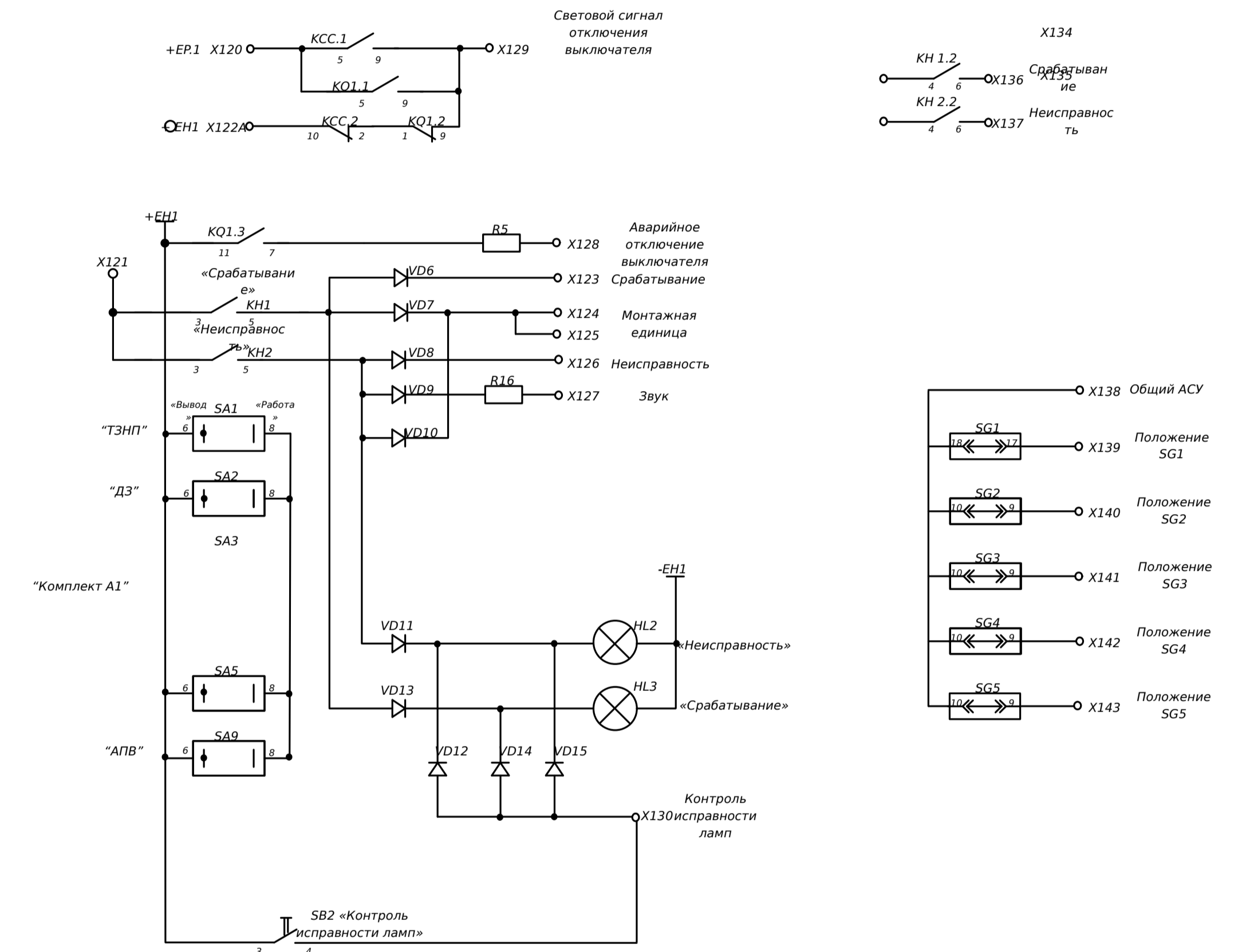
Схема цепей переменного тока и напряжения



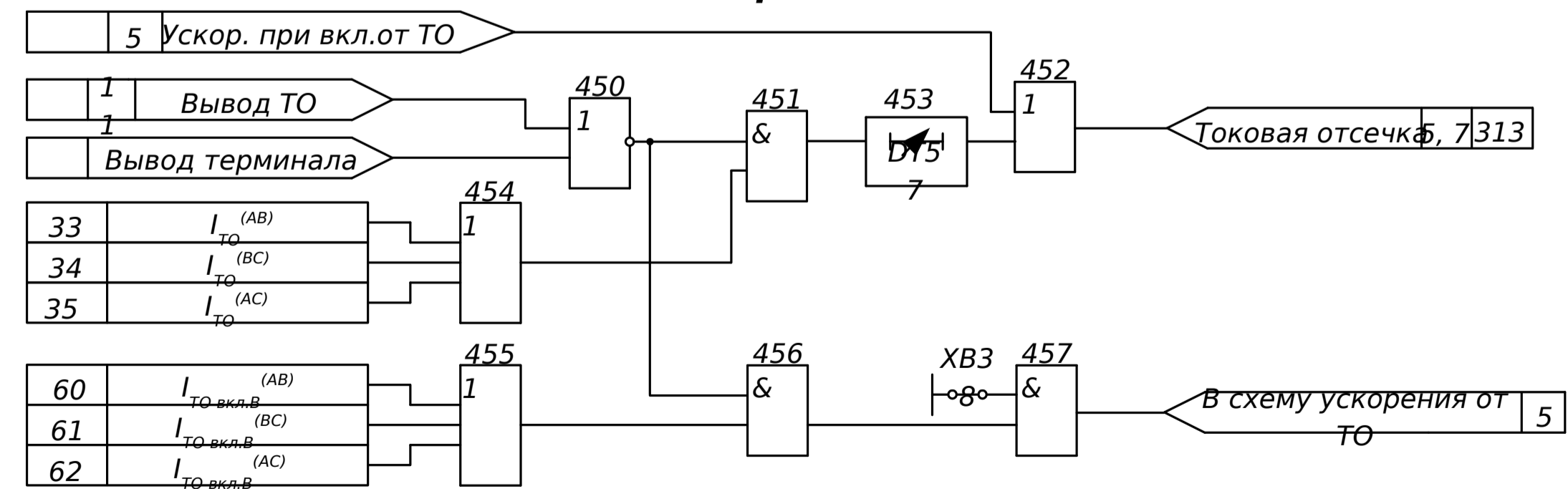
Левая сторона

Цепь	Конт
Цепи переменного тока	
A	1
B	2
C	3
N	4
A	5
B	6
C	7
N	8
3Io	9
	10
3Io	11
Цепи переменного напряжения	
UA	12
	13
UB	14
	15
UC	16
	17
UN	18
	19
UN	20
	21
UI	22
	23
UK	24
	25
Общий	26
к ТН	27
к ШОН	28

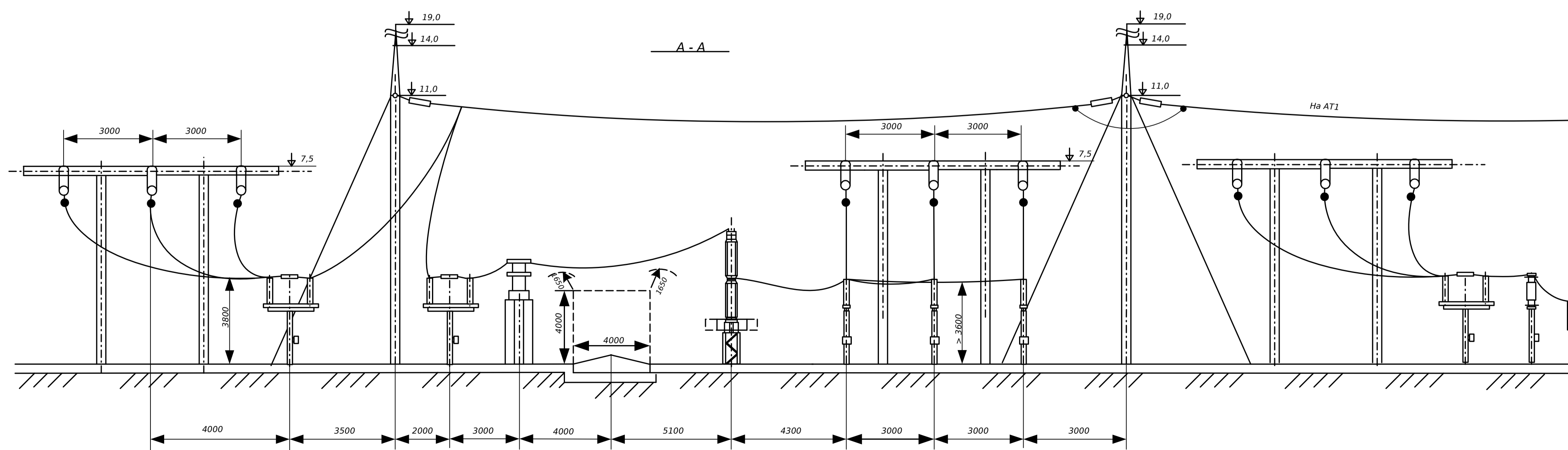
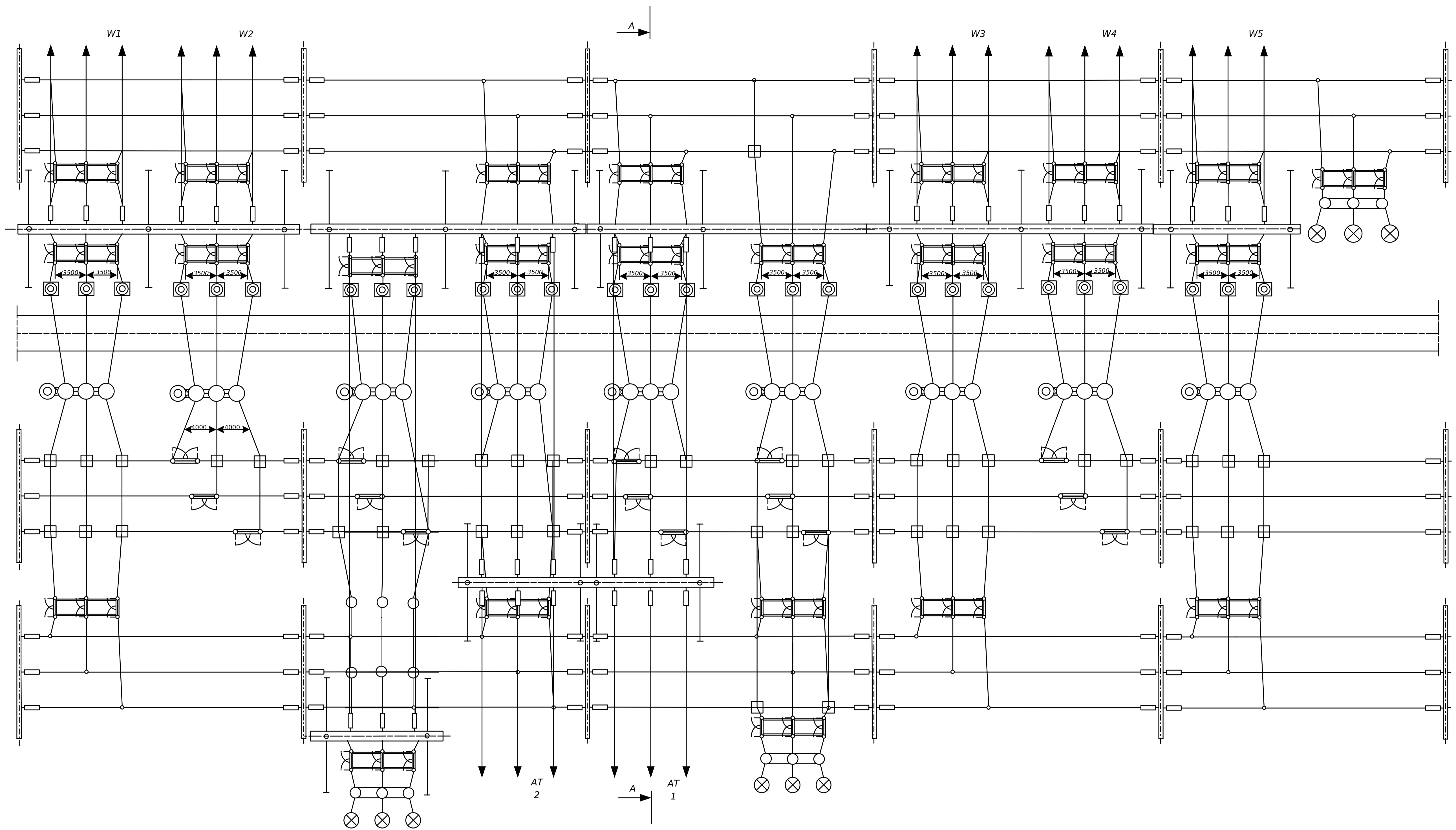
Схема цепей сигнализации



Функциональная схема логической части ТО терминала

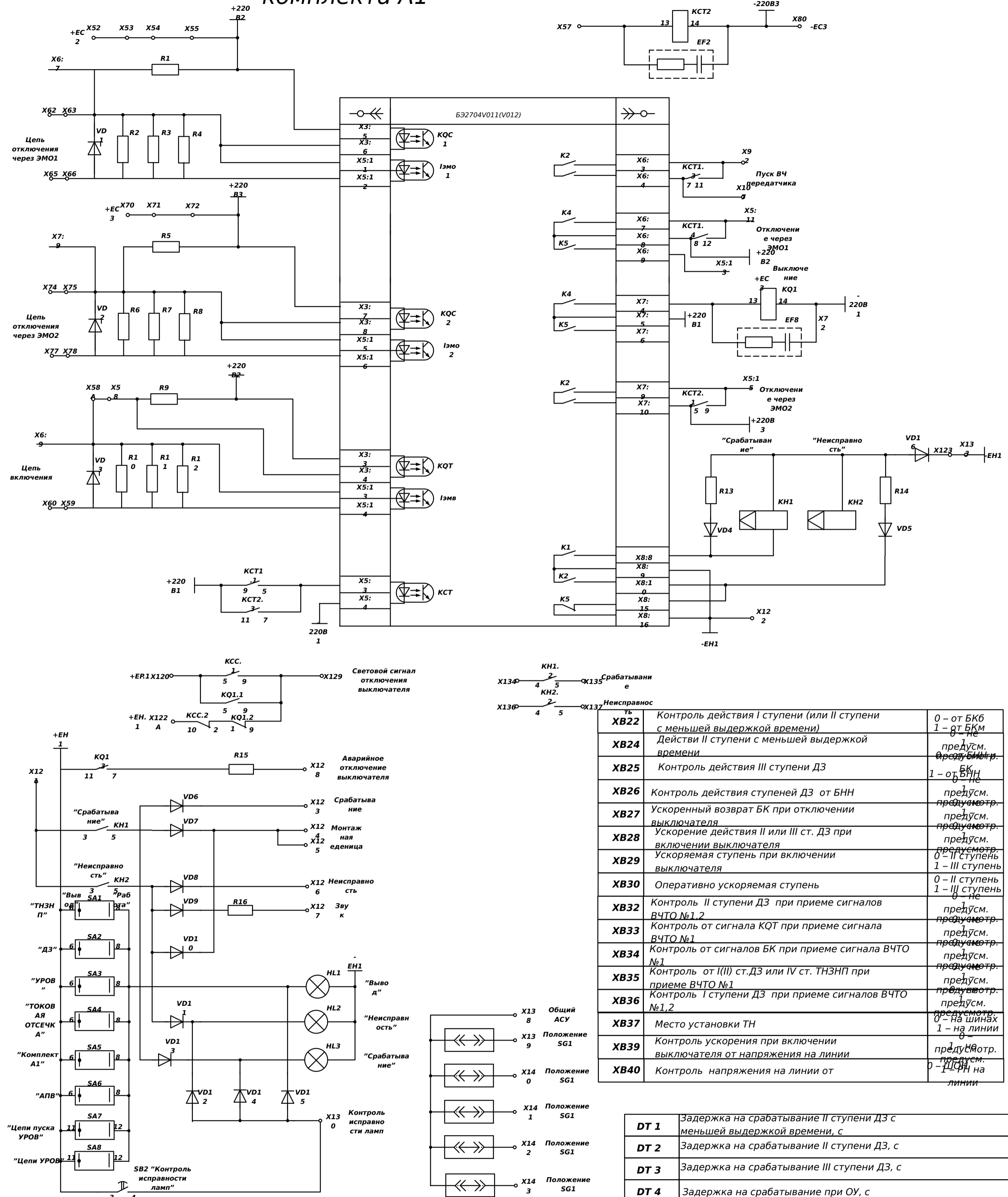


Изд.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	СХЕМА ЛОГИЧЕСКИХ ЧАСТЕЙ, ЦЕПЕЙ СИГНАЛИЗАЦИИ, ПЕРЕМЕННОГО ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ ТЕРМИНАЛА	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.	Проверил	Т.контр.	Н.контр.	Утв.		Лист	Листов	
					Модернизация устройств релейной защиты пониженного трансформатора ПС Сиваки и линии 220 кВ Сиваки-Ушумун	Кафедра энергетики		



Изм.	Лит.	№ докум.	Подпись	Дата	Вид сверху ячейки ОРУ 220 кВ ПС Сиваки	Литера	Масса	Масштаб
Разраб.								6
Провер.								
Т.Контр.								
Н.Контр.					Модернизация устройств релейной защиты пониженного трансформатора ПС Сиваки и линии	КАМГУ энергетика		
Утвержд.					220 кВ Система Усть-Улуй			

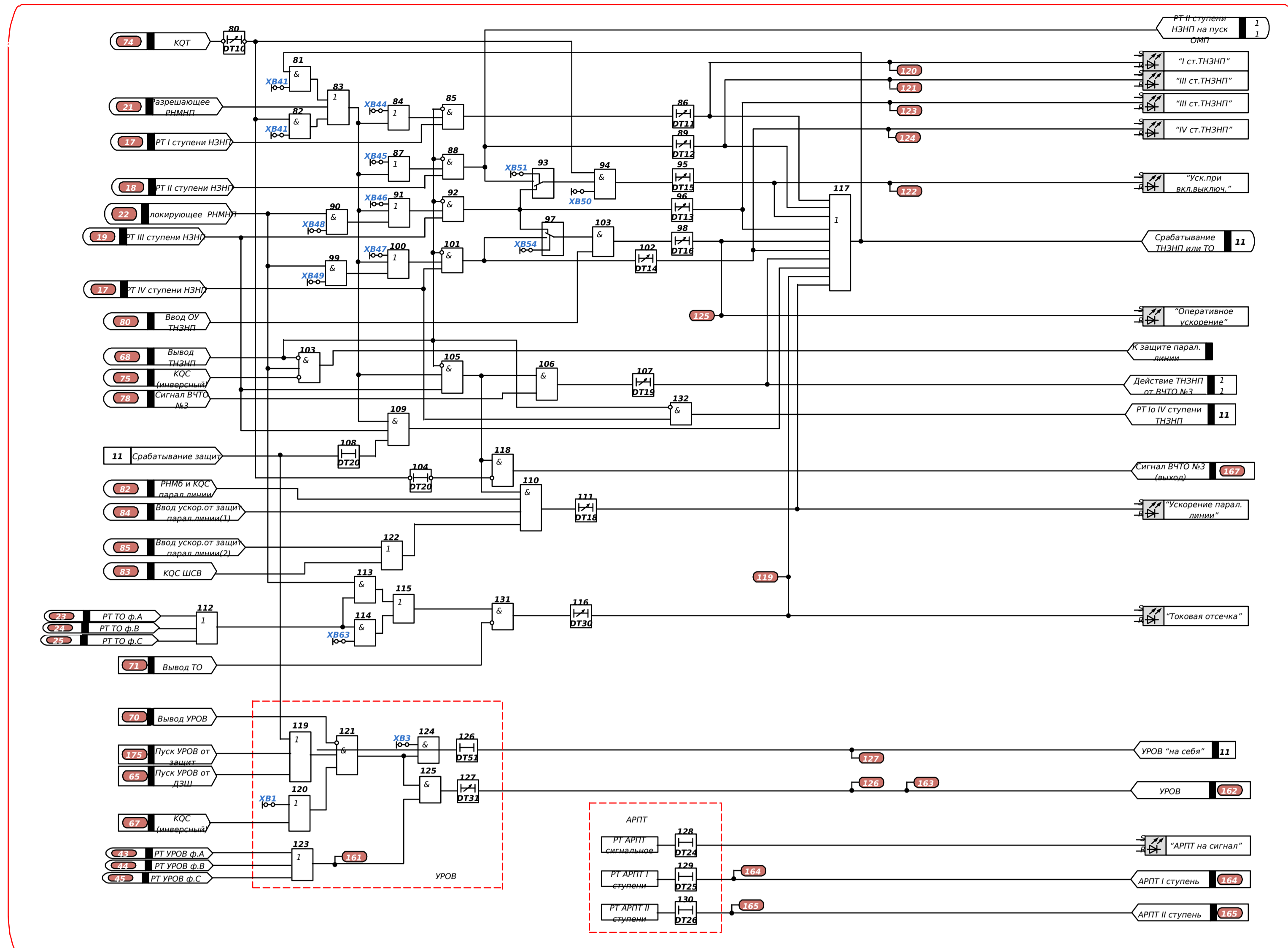
Схема управления, автоматики и сигнализации комплекта А1



XB22	Контроль действия I ступени (или II ступени с меньшей выдержкой времени)	0 – от БКБ 1 – от БКМ
XB24	Действие II ступени с меньшей выдержкой времени	предусм. предусм.
XB25	Контроль действия III ступени ДЗ	1 – от БКБ 0 – от БКМ
XB26	Контроль действия ступеней ДЗ от БНН	предусм. предусм.
XB27	Ускоренный возврат БК при отключении выключателя	предусм. предусм.
XB28	Ускорение действия II или III ст. ДЗ при включении выключателя	предусм. предусм.
XB29	Ускоряемая ступень при включении выключателя	предусм. не
XB30	Оперативно ускоряемая ступень	0 – II ступень 1 – III ступень
XB32	Контроль II ступени ДЗ при приеме сигналов ВЧТО №1,2	предусм. предусм.
XB33	Контроль от сигнала КОТ при приеме сигнала ВЧТО №1	предусм. предусм.
XB34	Контроль от сигналов БК при приеме сигнала ВЧТО №1	предусм. предусм.
XB35	Контроль от (III) ст. ДЗ или IV ст. ТНЗНП при приеме ВЧТО №1	предусм. предусм.
XB36	Контроль I ступени ДЗ при приеме сигналов ВЧТО №1,2	предусм. предусм.
XB37	Место установки ТН	0 – на шинях 1 – на линии
XB39	Контроль ускорения при включении выключателя от напряжения на линии	предусм. предусм.
XB40	Контроль напряжения на линии от	0 – ЦСН на линии

DT 1	Задержка на срабатывание II ступени ДЗ с меньшей выдержкой времени, с	0,05...15,00
DT 2	Задержка на срабатывание II ступени ДЗ, с	0,05...15,00
DT 3	Задержка на срабатывание III ступени ДЗ, с	0,05...15,00
DT 4	Задержка на срабатывание при ОУ, с	0,05...5,00
DT 6	Время ввода ускорения II или III ст. ДЗ при включении выключателя, с	0,7...2,00
DT 7	Время ввода быстродействующих ступеней ДЗ от чувствит. реле БК с	0,2...1,00
DT 8	Время ввода быстродействующих ступеней ДЗ от грубого реле БК с	0,2...1,00
DT 9	Время ввода медленнодействующих ступеней от БК, с	3...12,00
DT 21	Время ввода ускорения с ТН на линии при включении выключателя, с	1,00
DT 22	Время ввода ускорения с ТН на линии при междупазных КЗ, с	0,1
DT 23	Задержка сигнализации срабатывания БНН	5,00
DT 29	Задержка на срабатывания ускорения II или III ст. ДЗ при включении выключателя, с	0,00...1,00
DT 30	Задержка на срабатывание I ступени ДЗ, с	0,00...15,00
DT 58	Задержка на срабатывание I ступени ДЗ при ТН на линии, с	0,02
DT 74	Время подготовки данных ОМП, с	0,1...0,6

Функциональная схема ТНЗПН терминала БЭ2704V021



XB20	Запрет АПВ от III ст. ДЗ	0 – не предусм. предусм.
XB21	Подхват срабатывания РС I ступени от ненапр. РС II ступени	предусм. предусм.

Цепи сигнализации терминала БЭ2704V021

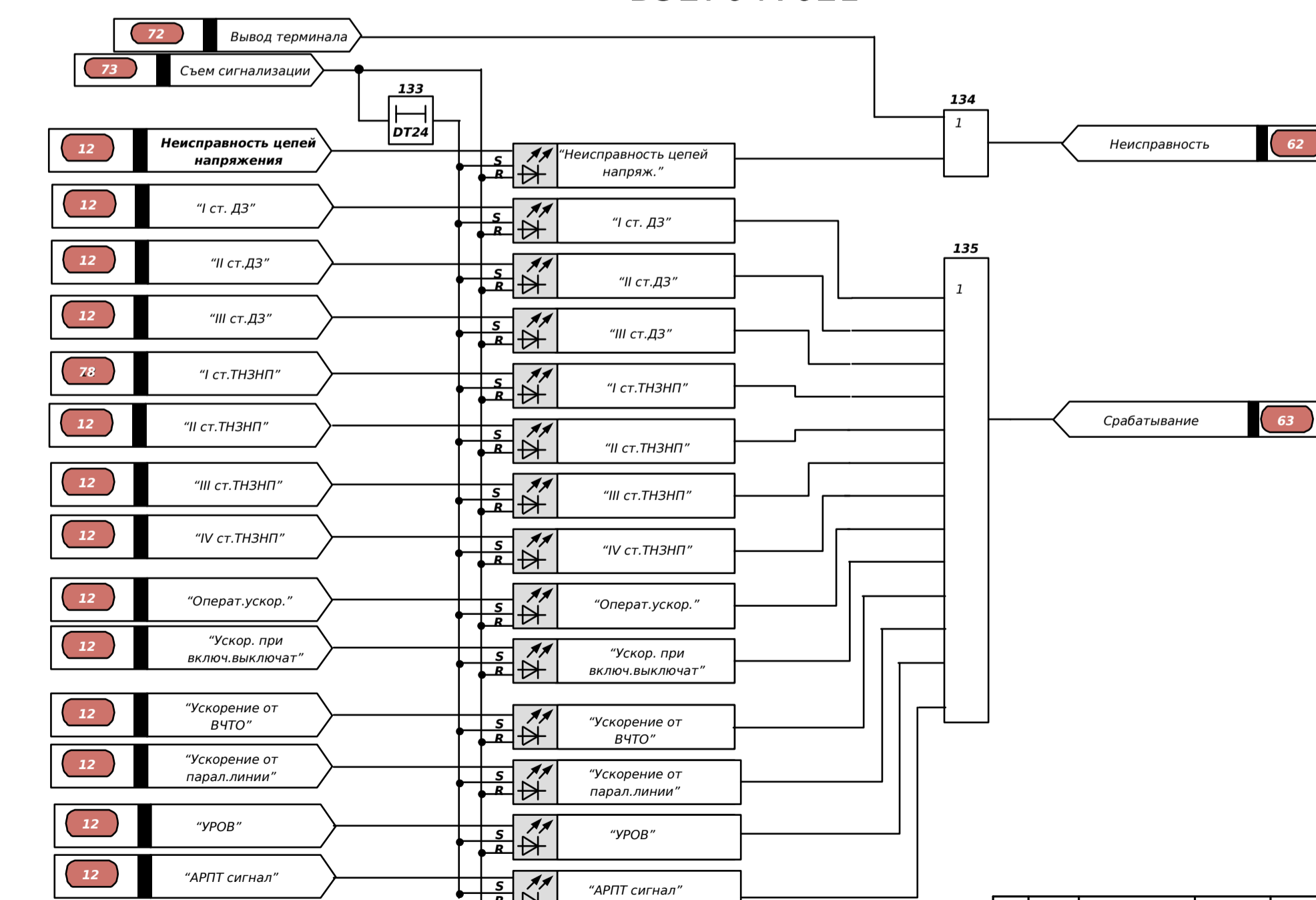
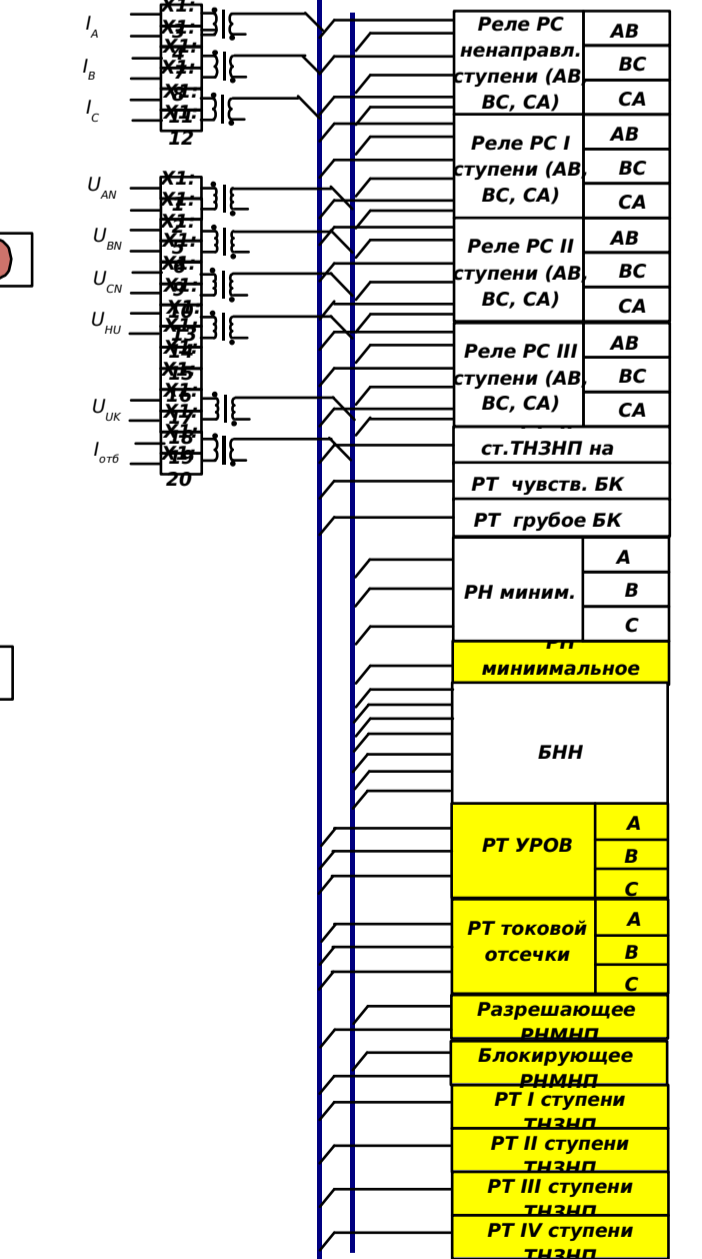


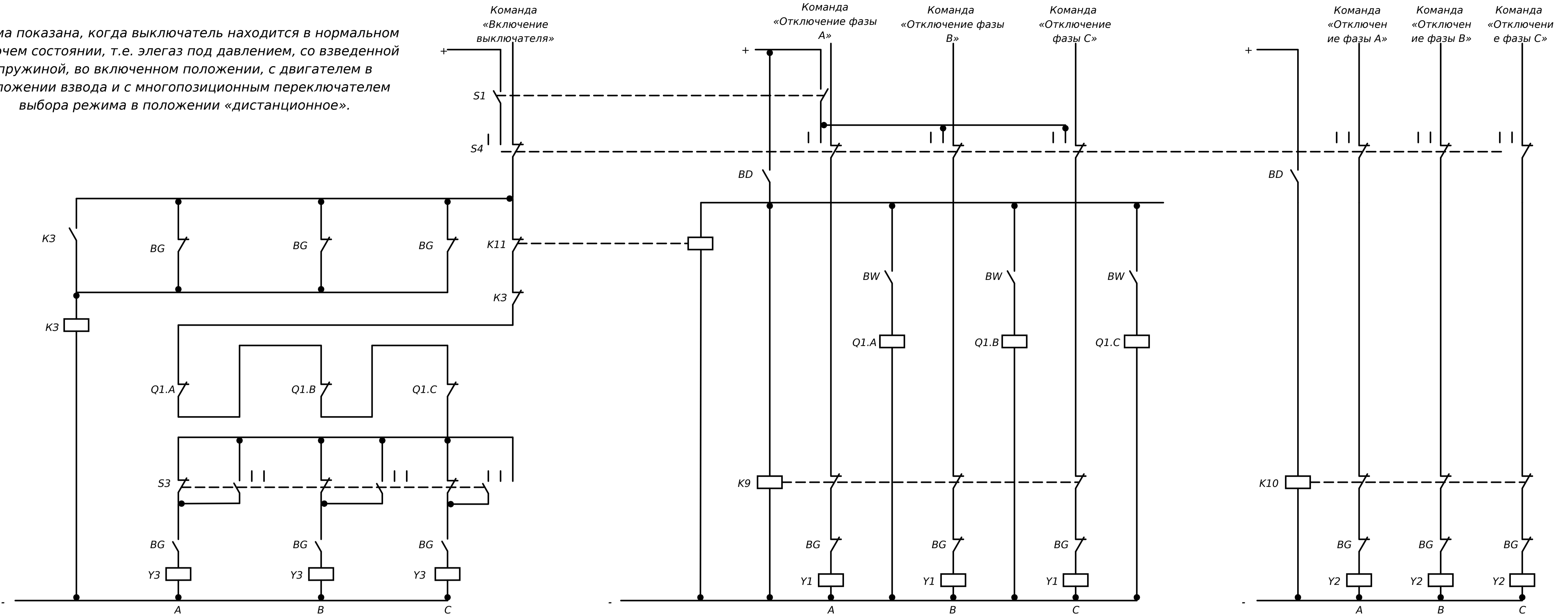
Схема цепей переменного тока и напряжения



ИЗ	Лист	№	Подп.	Дата	Функциональная схема логической части ТНЗП терминала защиты БЭ 2704	Литера	Масса	Масштаб
контр.	Провер	Т.			Модернизация устройства релейной защиты пониженного трансформатора ПС Сиваки и линии 220 кВ Сиваки-Ушумун	Д		
контр.	Н.					Лист	Листов	АМГУ
контр.	УТВ.					Кафедра энергетика		

Цепь управления выключателем

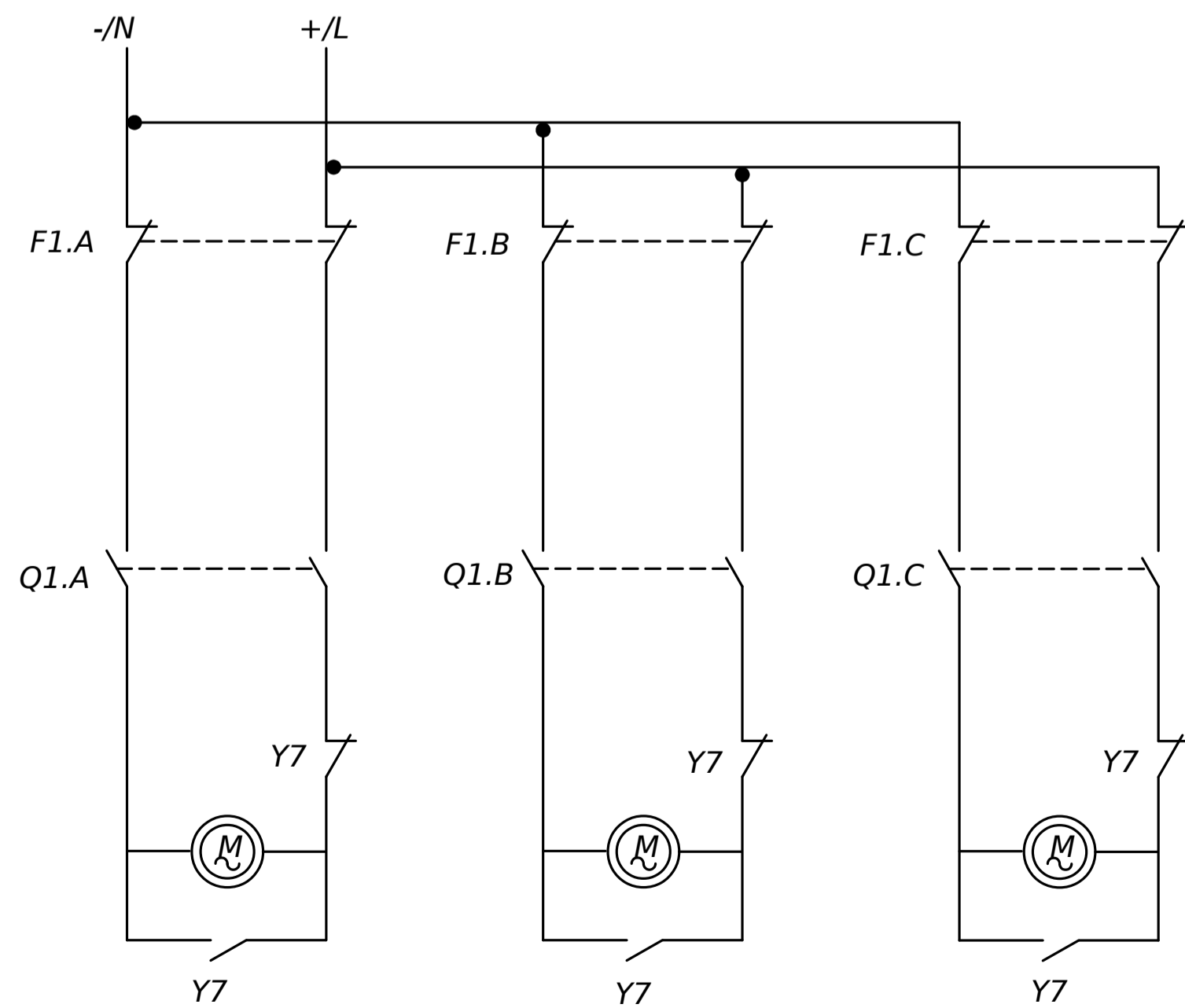
Схема показана, когда выключатель находится в нормальном рабочем состоянии, т.е. элегаз под давлением, со взведенной пружиной, во включенном положении, с двигателем в положении взвода и с многопозиционным переключателем выбора режима в положении «дистанционное».



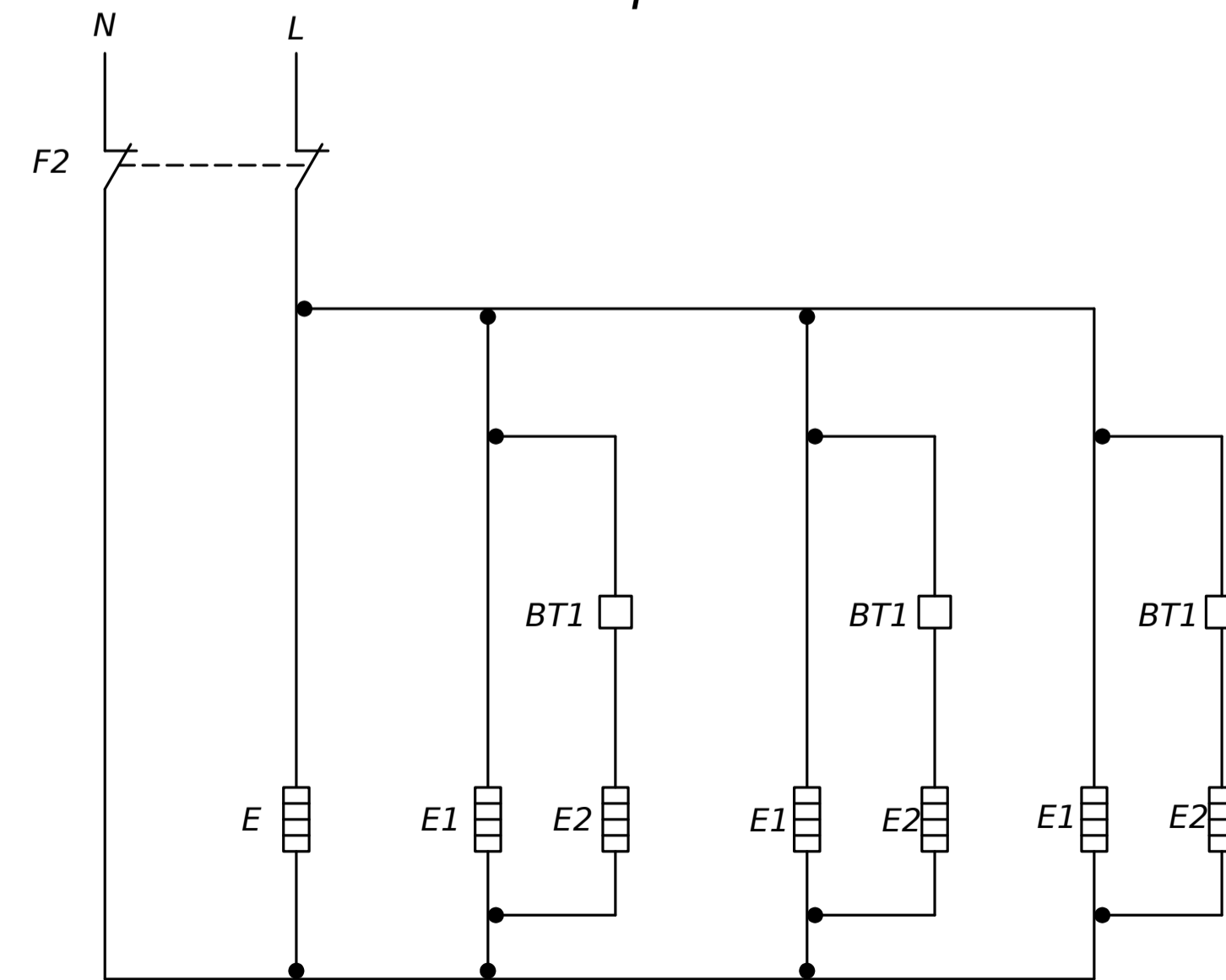
N - нейтраль

L - под напряжением

Цепь подключения двигателя



Цепь подключения нагревателя



K12	Вспомогательное реле (пружина не взведена)
K13	Вспомогательное реле (пружина взведена)
M	Электродвигатель
Q1	Контактор
Q1.A-C	Контактор
S1	Ключ управления (Отключение/включение)
S3	Многопозиционный переключатель (выбор полюсов)
S4	Многопозиционный переключатель выбора режима управления (местное/дистанционное/отключено)
Y1, Y2	Отключающая катушка
Y3	Включающая катушка
Y7	Блокировочный контакт (при ручном взводе пружин)
K25	Сигнал реле, низкое давление газа

BD	Сигнальный контакт реле плотности
BG	Вспомогательный контакт
BT1	Термостат
BW	Концевой выключатель
E	Нагреватель
E1	Нагреватель
E2	Нагреватель
F1	Пускатель для прямого пуска электродвигателя от сети (микровыключатель)
F1.A-C	Пускатель для прямого пуска электродвигателя от сети (микровыключатель)
F2	микровыключатель, вспомогательные цепи
K3	Реле взвода/отключения/открытия контактов
K9, K10	Реле блокировки, отключение
K11	Реле блокировки включения

Изд.	Лист	№	Подп.	Дата	Цели управления выключателем	Литера	Масса	Масштаб
Разраб.	Провер.	И.				Лист	Листов	
контр.	Н.				Модернизация устройств релейной защиты понизительного трансформатора ПС Сиваки и линии 220 кВ Сиваки-Ушумун	АМГУ Кафедра энергетики		
контр.	УТВ.							